



PM 147501

**PENENTUAN PRIORITAS PERBAIKAN PIPA  
PENYALUR PADA ANJUNGAN PRODUKSI MINYAK  
DAN GAS BUMI LEPAS PANTAI DENGAN METODE  
AHP DAN TOPSIS**

**STUDI KASUS PROYEK KONSTRUKSI  
PT.CPXBALIKPAPAN**

Ratno Wijonarko  
9113202829

**DOSEN PEMBIMBING**  
Prof. Ir. Suparno, MSIE, PhD

PROGRAM STUDI MAGISTER MANAJEMEN TEKNOLOGI  
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN PROYEK  
PROGRAM PASCASARJANA  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA 2016

**PENENTUAN PRIORITAS PERBAIKAN PIPA PENYALUR  
PADA ANJUNGAN PRODUKSI MINYAK DAN GAS BUMI  
LEPAS PANTAI DENGAN METODE AHP DAN TOPSIS  
STUDI KASUS PROYEK KONSTRUKSI  
PT. CPX BALIKPAPAN**

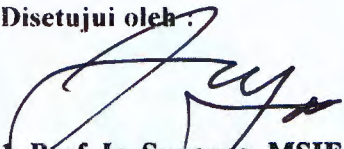
**Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar  
Magister Manajemen Teknologi (M.MT)  
di  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya**

**Oleh :**


**RATNO WIJONARKO  
NRP. 9113 202 829**

**Tanggal Ujian : 23 Desember 2016  
Periode Wisuda : Maret 2017**


**Disetujui oleh :**

  
**1. Prof. Ir. Suparno, MSIE., Ph.D.  
NIP. 194807101976031002**

**(Pembimbing)**

  
**2. Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, M.Eng.Sc.  
NIP. 195903181987011001**


**(Penguji)**

  
**3. Dr. Yani Rahmawati, ST., MT.  
NIP.**

**(Penguji)**

**an. Direktur Program Pascasarjana**

**Direktur Program Pascasarjana**

  
**Prof. Dr. I Ketut Widjaja, M.Eng.  
NIP. 19610811986031001**

**Prof. Ir. Djauhar Manfaat, M.Sc., PhD.  
NIP. 196012021987011001**

**PENENTUAN PRIORITAS PERBAIKAN PIPA PENYALUR  
PADA ANJUNGAN PRODUKSI MINYAK DAN GAS BUMI  
LEPAS PANTAI DENGAN METODE AHP DAN TOPSIS  
STUDI KASUS PROYEK KONSTRUKSI PT. CPX BALIKPAPAN**

Oleh : Ratno Wijonarko  
NRP : 9113202829  
Pembimbing : Prof. Ir. Suparno, MSIE, PhD

**ABSTRAK**

PT CPX adalah perusahaan hulu migas yang beroperasi di daerah lepas pantai Kalimantan Timur. Sebagian besar peralatan produksi PT CPX sudah beroperasi lebih dari 40 tahun. Menurut hasil inspeksi tahun 2013 – 2014 ada ribuan temuan kerusakan pada peralatan produksi. Untuk menindaklanjuti temuan kerusakan dan memprioritaskan pekerjaan perbaikan, PT CPX menggunakan proses Manajemen Resiko Standard Perusahaan. Kerusakan yang mempunyai resiko paling tinggi lebih diprioritaskan atau didahulukan pengerjaannya. Permasalahan timbul ketika ada banyak kerusakan yang mempunyai tingkat resiko yang sama, dalam hal ini tingkat resiko 5 (risk ranking 5). Pengambil keputusan menentukan prioritas dan memilih pekerjaan perbaikan secara subyektif dan tidak konsisten. Tidak ada kesepakatan diantara pengambil keputusan untuk menentukan pekerjaan mana yang lebih prioritas.

Untuk mendapatkan keputusan terbaik dan bisa diterima oleh semua pengambil keputusan dalam perusahaan, melalui penelitian ini diterapkan pendekatan Analytical Hierarchy Process (AHP) dan TOPSIS. Kriteria dan sub-kriteria yang dijadikan pertimbangan dalam pengambilan keputusan disini diteliti untuk mengetahui kriteria apa yang lebih disukai oleh pengambil keputusan. Kriteria tersebut sesuai dengan kriteria *consequences of failure* (CoF) yang ada didalam proses Manajemen Resiko Perusahaan, yaitu konsekuensi terhadap *safety, health, environment*, dan *assets*.

Dari hasil perhitungan diperoleh bahwa kriteria *safety* dan *health* memiliki bobot yang lebih tinggi, masing-masing 0.433 dan 0.307 daripada kriteria *assets* dan *environment* dengan bobot masing-masing 0.152 dan 0.107. Hal ini menunjukkan bahwa pengambil keputusan lebih memprioritaskan keselamatan dan kesehatan karyawan daripada asset dan lingkungan perusahaan. Oleh karena itu, perbaikan terhadap pipa-pipa penyalur yang berada pada anjungan produksi *manned platform* menempati urutan atau ranking teratas dalam daftar prioritas pekerjaan perbaikan, meskipun tidak semua pipa tersebut mempunyai nilai produksi yang besar.

**Kata kunci:** Prioritas, *Risk Management*, Pipa Penyalur, AHP, TOPSIS.

# **PRIORITY DETERMINATION OF PIPELINE REPAIR IN OFFSHORE OIL AND GAS PRODUCTION PLATFORM WITH AHP AND TOPSIS CASE STUDY OF CONSTRUCTION PROJECT PT. CPX BALIKPAPAN**

By : Ratno Wijonarko  
Student ID : 9113202829  
Supervisor : Prof. Ir. Suparno, MSIE, PhD

## **ABSTRACT**

PT CPX is the upstream oil and gas company operating in the offshore East Kalimantan. Most of the production equipment PT CPX has been operating for more than 40 years. According to the results of inspections in 2013 - 2014 there were thousands findings of damage to production equipment. To follow up on the findings of the damage and prioritize repair work, PT CPX uses Company standard risk management process. Equipment damage which the highest risk should be prioritized. Problems arise when there is lot of damage that has the same level of risk, in this case is risk ranking 5. The decision makers who determine priorities and select the repair work are subjective and often inconsistent. There is no agreement among decision-makers about the work which needs to be prioritized or should be carried out first.

To get the best decision and be accepted by all the decision makers in the company, this research applied the approach of Analytical Hierarchy Process (AHP) and TOPSIS. The criteria and sub-criteria were taken into consideration in the decision-making here was calculated to see what criteria preferred by the decision maker. The criteria utilized here in accordance with the criteria consequences of failure (CoF) that utilized in the Company's risk management processes, which is the consequences to safety, health, environment, and assets.

From the calculation, the criteria of safety and health have higher weights, respectively 0.433 and 0.307 than the criteria of assets and the environment with the weight of each 0.152 and 0.107. This suggests that the decision is to prioritize the safety and health of employees rather than company's asset and environments. Therefore, repairs to the pipeline (riser) located on manned production platforms have the top ranking in the priority list of repair work, although not all of these pipes have great production values.

**Keywords:** Priority, Risk Management, Pipeline, AHP, TOPSIS.

## KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kehadiran Allah SWT atas berkat dan Rahmat-Nya kami bisa menyelesaikan penulisan Tesis ini untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Magister Manajemen Teknologi di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Banyak keterbatasan dari penulis dalam menyelesaikan studi di MMT ITS, baik semasa menempuh studi di kelas maupun pada waktu menyelesaikan tesis ini. Akan tetapi, berkat rahmat dan hidayah Allah SWT penulis mendapatkan kemudahan dan bantuan dari berbagai pihak, antara lain: Dosen, Staf MMT, kawan seperjuangan di MMT ITS, dan keluarga.

Untuk itu kami ingin mengucapkan rasa terima kasih dan penghargaan yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Prof. Ir. Suparno, MSIE, PhD sebagai Dosen Pembimbing, atas bimbingan, arahan, waktu yang telah diluangkan kepada penulis untuk melakukan diskusi dan konsultasi.
2. Bapak Prof. Dr. Ir. Udisubakti Ciptomulyono, M. Eng. Sc. sebagai Koordinator Program Studi MMT ITS, sekaligus sebagai Dosen Penguji, atas saran, masukan, dan juga bimbingan yang telah diberikan kepada penulis.
3. Ibu Dr. Yani Rahmawati, ST, MT sebagai Dosen Penguji, atas saran dan masukan yang telah diberikan.
4. Bapak Nurhadi Siswanto, ST, MSIE, PhD sebagai Dosen Penguji proposal, atas saran dan masukan yang telah diberikan.
5. Seluruh dosen MMT ITS yang telah memberikan arahan dan bimbingan untuk belajar dan mendalami ilmu Manajemen Proyek.
6. Bapak Waluyo Prasetyo, ST, MT selaku Ka. Sie Layanan Akademik MMT ITS dan Ibu Nur Sofi Farida staf Layanan Akademik MMT ITS yang telah banyak membantu pada saat penyusunan tugas akhir ini.
7. Seluruh staf MMT ITS atas segala bantuan dan informasinya.

8. Management dan Bagian L&D Chevron Indonesia Company yang telah member kesempatan dan fasilitas mengikuti kelas kerjasama Chevron – ITS.
9. Kawan-kawan sesama mahasiswa Chevron - MMT ITS angkatan I, atas segala bantuan, kerjasama, dan dorongan semangat yang diberikan.
10. Kawan-kawan sesama mahasiswa TOTAL - MMT ITS angkatan IV, atas segala bantuan, kerjasama, dan dorongan semangat yang diberikan.
11. Keluarga tercinta dirumah; Ibu Upik, Mas Yazid, Kak Rasyid, dan Dhik Ridho yang selalu mendukung dalam menjalani proses perkuliahan dan penyusunan tugas akhir.

Dengan segala keterbatasan pengalaman, pengetahuan, dan pustaka yang dijadikan referensi, penulis menyadari bahwa tesis ini masih memiliki kekurangan dan perlu dikembangkan lebih lanjut agar memberikan manfaat yang maksimal. Penulis mengharapkan kritik dan sara agar tesis ini menjadi lebih sempurna. Sebagai penutup, penulis berharap semoga tesis ini memberikan manfaat bagi kita semua, khususnya untuk PT CPX Balikpapan dan umumnya bagi ilmu pengetahuan.

Balikpapan, Desember 2016

Ratno Wijonarko

# DAFTAR ISI

	Halaman
<b>KATA PENGANTAR .....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>v</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>vii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan masalah .....	4
1.3 Tujuan Penelitian .....	5
1.4 Manfaat Penelitian .....	5
1.5 Batasan Permasalahan .....	5
1.6 Sistematika Penulisan .....	5
<b>BAB II KAJIAN PUSTAKA .....</b>	<b>7</b>
2.1 Produksi MIGAS Lepas Pantai .....	7
2.2 Pipa Penyalur .....	8
2.3 Metode Inspeksi Pipa Penyalur .....	9
2.3.1 Surveillance Task .....	9
2.3.2 Predictive Maintenance Task .....	9
2.3.2.1 Maintenance/Cleaning Pigging .....	9
2.3.2.2 Review associated system corrosion monitoring data .....	9
2.3.2.3 Survei test point / drop cell cathodic protection .....	10
2.3.3 Non-intrusive Task .....	10
2.3.3.1 Chemical Treatment .....	10
2.3.3.2 External visual examination .....	10

2.3.4 On-stream / External Inspection .....	10
2.3.4.1 External Visual Inspection .....	10
2.3.4.2 Vibrating pipeline dan Line Movement Surveillance .....	11
2.3.4.3 Inspeksi sambungan flanges (Flange Joint Inspection) .....	11
2.3.4.4 Inspeksi Katup (Valve Inspection) .....	11
2.3.4.5 Inspeksi bagian sambungan las (Weld Joint in Service Inspection) .....	11
2.3.4.6 Corrosion Under Insulation (CUI) Inspection .....	11
2.3.4.7 Injection Point Inspection .....	12
2.3.4.8 Small Bore Piping and Threaded Connections Inspection .....	12
2.3.5 Out of stream / Internal Inspection .....	12
2.3.6 Melakukan nondestructive examination (NDE) pada pipa penyalur .....	12
2.3.7 Failure Finding Task .....	13
2.3.7.1 Pressure Test .....	13
2.3.8 Supplemental Inspection .....	13
2.4 Metode Perbaikan Kerusakan Pipa Penyalur .....	13
2.4.1 Mechanical Clamp .....	13
2.4.2 Composite Repair System .....	14
2.4.3 Full Encirclement Steel Sleeve .....	15
2.4.3.1 Sleeve Type A .....	15
2.4.3.2 Sleeve Type B .....	16
2.4.4 Weld Buildup .....	16
2.4.5 Cut and Replace .....	17
2.5 Metode Risk Management PT CPX .....	18
2.6 Metode Analytical Hierarchy Process (AHP) .....	23
2.6.1 Analisa Sensitivitas .....	25
2.7 Metode Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) .....	25
2.7.1 Pengertian Metode TOPSIS .....	25



2.7.2 Prosedur Metode TOPSIS .....	26
2.8 Penggunaan Metode AHP dan TOPSIS .....	27
2.9 Posisi Penelitian .....	30
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>33</b>
3.1 Identifikasi Permasalahan .....	33
3.2 Penetapan Tujuan Penelitian .....	33
3.3 Studi Kepustakaan .....	35
3.4 Pengumpulan Data .....	35
3.4.1 Data Primer .....	35
3.4.2 Data Sekunder .....	36
3.5 Pengolahan dan Analisa Data .....	36
3.5.1 Penentuan prioritas dan pembobotan faktor dengan menggunakan AHP .....	36
3.5.2 Meranking alternatif-alternatif dengan metode TOPSIS .....	38
3.5.3 Langkah-langkah penggunaan metode AHP dan TOPSIS .....	38
3.6 Kesimpulan dan Saran .....	39
<b>BAB IV PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA .....</b>	<b>41</b>
4.1 Deskripsi Proyek .....	41
4.2 Pengumpulan Data .....	44
4.2.1 Data Primer .....	45
4.2.2 Data Sekunder .....	48
4.3 Pengolahan Data .....	48
4.3.1 Perhitungan Bobot Kriteria dan Sub-kriteria menggunakan metode AHP .....	48
4.3.2 Perhitungan Ideal Solution Menggunakan Technique for Order Preferences by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) .....	50
4.4 Analisa dan Pembahasan .....	56
4.4.1 Analisa bobot kriteria dan sub-kriteria berdasarkan metode AHP .....	57
4.4.2 Analisa keputusan prioritas proyek berdasarkan metode TOPSIS .....	59
4.4.3 Analisa Sensitivitas .....	62

<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>65</b>
5.1 Kesimpulan .....	65
5.2 Saran .....	66
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>67</b>
<b>LAMPIRAN I</b> Daftar Pipa Penyalur yang memerlukan perbaikan .....	<b>69</b>
<b>LAMPIRAN II</b> Hasil Perhitungan AHP .....	<b>71</b>
<b>LAMPIRAN III</b> Daftar Hadir <i>Focus Groups Discussion</i> .....	<b>77</b>
<b>LAMPIRAN IV</b> Detail Temuan Kerusakan Pipa Penyalur .....	<b>79</b>

## DAFTAR GAMBAR

	<b>Halaman</b>
<b>Gambar 2.1</b> Lapangan Produksi Migas PT. CPX .....	7
<b>Gambar 2.2</b> Mechanical Clamp (ASME PCC-2 2015).....	14
<b>Gambar 2.3</b> Composite Repair pada pipa penyalur.....	15
<b>Gambar 2.4</b> Sleeve Type A.....	15
<b>Gambar 2.5</b> Sleeve Type B .....	16
<b>Gambar 2.6</b> Weld Buildup .....	17
<b>Gambar 2.7</b> Cut and Replace.....	18
<b>Gambar 2.8</b> RiskMan2 Sub-Prosedur.....	19
<b>Gambar 2.9</b> Flowchart Existing Prioritisasi Pekerjaan PT CPX .....	20
<b>Gambar 2.10</b> Standard Risk Prioritization Matrix.....	21
<b>Gambar 2.11</b> PC-AHP TOPSIS.....	28
<b>Gambar 3.1</b> Tahapan Penelitian .....	34
<b>Gambar 3.2</b> Struktur Hierarki Keputusan.....	37
<b>Gambar 4.1</b> Kerusakan pada bagian <i>riser</i> pipa penyalur akibat korosi .....	41
<b>Gambar 4.2</b> Mobilisasi dan pengangkatan peralatan menggunakan <i>crane</i> dan <i>construction barge</i> .....	43
<b>Gambar 4.3</b> Pemasangan <i>scaffolding</i> (perancah) untul akses dan area kerja.....	43
<b>Gambar 4.4</b> Persiapan untuk pekerjaan pengelasan .....	44
<b>Gambar 4.5</b> Riser baru yang sudah terpasang.....	44
<b>Gambar 4.6</b> Struktur hierarki penentuan prioritas perbaikan pipa penyalur.....	49
<b>Gambar 4.7</b> Prioritisasi sub-kriteria berdasarkan perhitungan metode AHP.....	59
<b>Gambar 4.8</b> Kerusakan yang terjadi pada Pipa 3 ( <i>Outgoing Gas Pipeline West Seno to Santan</i> ).....	62
<b>Gambar 4.9</b> Grafik perubahan ranking prioritas pekerjaan pada analisa sensitivitas....	64

## DAFTAR TABEL

	<b>Halaman</b>
<b>Tabel 1.1</b> Jumlah Temuan Inspeksi PT CPX Balikpapan 2013-2014.....	2
<b>Tabel 2.1</b> Skala Penilaian Perbandingan Berpasangan (Saaty, 2008).....	24
<b>Tabel 2.2</b> Tabel Random Index (Saaty, 1999).....	24
<b>Tabel 2.3</b> Kriteria dan Sub-kriteria <i>Consequences of Failure</i> (CoF).....	30
<b>Tabel 2.4</b> Posisi Penelitian.....	31
<b>Tabel 4.1.</b> Daftar Peserta Diskusi FGD-1.....	45
<b>Tabel 4.2</b> Penilaian kesesuaian tingkat kerusakan terhadap faktor <i>consequences of failure</i> (COF).....	47
<b>Tabel 4.3</b> Daftar Peserta Diskusi FGD-2.....	47
<b>Tabel 4.4</b> Bobot Lokal dan Bobot Global Kriteria.....	49
<b>Tabel 4.5</b> Bobot Lokal dan Bobot Global Sub-kriteria.....	50
<b>Tabel 4.6</b> Matriks Keputusan.....	51
<b>Tabel 4.7</b> Matriks Keputusan Ternormalisasi.....	52
<b>Tabel 4.8</b> Matriks Keputusan Ternormalisasi Terbobot.....	53
<b>Tabel 4.9</b> Solusi Ideal Positif.....	53
<b>Tabel 4.10</b> Solusi Ideal Negatif.....	53
<b>Tabel 4.11</b> Jarak terhadap Solusi Ideal Positif.....	54
<b>Tabel 4.12</b> Jarak terhadap Solusi Ideal Negatif.....	55
<b>Tabel 4.13</b> Nilai preferensi ( $V_i$ ) setiap alternative.....	56
<b>Tabel 4.14</b> Bobot global kriteria dan sub-kriteria.....	57
<b>Tabel 4.15</b> Ranking prioritisasi pipa berdasarkan metode TOPSIS.....	60
<b>Tabel 4.16</b> Spesifikasi dan ranking urutan prioritas perbaikan pipa penyalur .....	61
<b>Tabel 4.17</b> Perubahan ranking dan sensitivitas faktor pada analisa sensitivitas.....	63

# **BAB 1**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Industri minyak dan gas bumi adalah salah satu sumber penerimaan Negara Republik Indonesia yang cukup significant, mencapai 21,6% rata-rata tahun 2010-2014 (sumber: <http://www.dpr.go.id>). Meskipun saat ini Indonesia dikategorikan sebagai negara “net importir” migas, sumber migas di Indonesia masih sangat dibutuhkan sebagai salah satu sumber pendapatan negara yang strategis selain pajak (sumber: Kompas).

Untuk menunjang keberlangsungan produksi, perusahaan-perusahaan migas di Indonesia melakukan berbagai cara untuk mempertahankan atau meningkatkan produksi yang ada, karena produksi dari sumur-sumur migas secara alamiah akan mengalami penurunan. Salah satu cara yang dilakukan di PT CPX Balikpapan untuk mempertahankan produksi migasnya adalah dengan menerapkan program *Assets Integrity Management* (AIM Program).

AIM Program adalah suatu program untuk menjaga integritas peralatan produksi migas agar bisa berfungsi sebagaimana mestinya, menjaga kelangsungan proses produksi dan mencegah agar tidak terjadi insiden (kecelakaan) pada proses produksi yang berakibat kepada keselamatan, kesehatan, lingkungan, dan assets perusahaan. Program AIM terdiri dari empat (4) tahapan proses, yaitu:

- 1 Mengidentifikasi peralatan yang penting (*Identify Important Assets*)
- 2 Membuat rencana inspeksi dan perawatan (*Develop Inspection and Maintenance Plan*)
- 3 Menjalankan rencana inspeksi dan perawatan tersebut (*Execute Inspection and Maintenance Plan*)
- 4 Menangani apabila ada penyimpangan terhadap rencana yang sudah ditetapkan (*Managing Deviation*)

Kerusakan pada peralatan bisa menurunkan integritas, yang pada akhirnya bisa menyebabkan kegagalan operasi. Kegagalan ini bisa berupa kebocoran, tumpahan minyak, dan berhentinya proses produksi. Pada umumnya kerusakan

bisa dideteksi atau ditemukan dengan cara inspeksi. Kerusakan harus segera ditindaklanjuti agar tidak menyebabkan terjadinya kegagalan operasi.

Salah satu jenis kerusakan yang paling berdampak pada perusahaan khususnya pada proses produksi adalah kerusakan pada bagian pipa penyalur. Kerusakan pada bagian ini bisa menyebabkan terhentinya proses produksi, bahkan bisa berdampak pada keselamatan baik manusia maupun lingkungan sekitar. Salah satu bagian pipa penyalur yang paling banyak mengalami kerusakan adalah bagian *riser*. *Riser* adalah bagian dari pipa penyalur yang berada di daerah *splash zone* (area dimana pipa terkena pasang surut permukaan air laut) di anjungan produksi migas lepas pantai.

Jumlah temuan kerusakan hasil inspeksi di PT CPX Balikpapan pada tahun 2013–2014 mencapai lebih dari 2000 temuan, seperti tabel berikut:

**Tabel 1.1** Jumlah Temuan Inspeksi PT CPX Balikpapan  
2013 - 2014

LAPANGAN MIGAS	PERIODE	Sudah diperbaiki	Belum diperbaiki
AAA	2013	108	1
	2014	107	37
BBB	2013	725	100
	2014	625	99
CCC	2013	190	15
	2014	175	100
DDD	2013	329	10
	2014	319	35
EEE	2013	134	16
	2014	118	23
FFF	2013	155	109
	2014	46	66
GGG	2013	402	11
	2014	391	35
HHH	2013	7	0
	2014	7	0
TOTAL	2013	2050	262
	2014	1788	395

Sumber: PT CPX Balikpapan, 2014

Dengan jumlah temuan kerusakan yang mencapai ribuan, maka PT CPX akan melakukan pekerjaan perbaikan secara bertahap. Pekerjaan perbaikan pada kerusakan-kerusakan yang berpotensi menyebabkan dampak yang lebih tinggi terhadap perusahaan akan didahulukan atau diprioritaskan.

Metode yang digunakan PT CPX dalam menentukan prioritas pekerjaan adalah dengan menggunakan penilaian resiko (*RiskMan2 Process*) standard perusahaan. Penilaian resiko disini adalah kombinasi dari kemungkinan terjadinya kegagalan (*probability of failure*) dan konsekuensi dari terjadinya kegagalan akibat peralatan (*consequences of failure*). Kerusakan yang mempunyai resiko paling tinggi lebih diprioritaskan atau didahulukan pengerjaannya. Permasalahan timbul ketika ada banyak kerusakan yang mempunyai tingkat resiko yang sama.

Perusahaan belum mempunyai metode untuk memprioritaskan pekerjaan-pekerjaan yang berada pada risk ranking 5. Di PT CPX saat ini, pengambilan keputusan untuk memprioritaskan pekerjaan dilakukan secara subyektif oleh masing-masing kepala lapangan (*Team Manager Operation*). Ada kepala lapangan yang mengatakan bahwa pekerjaan di areanya lebih penting karena produksi migas di lokasi tersebut lebih besar, akan tetapi ada juga yang mengatakan bahwa faktor keselamatan harus lebih diutamakan daripada produksi. Sering terjadi *conflict of interest* antara kepala lapangan yang satu dengan yang lain karena masing-masing ingin pekerjaan di area mereka dikerjakan lebih dahulu. Sementara itu, pekerjaan perbaikan tidak mungkin dilakukan secara bersamaan karena sumber daya yang ada, dalam hal ini *Contruction Barge* yang dimiliki perusahaan hanya satu. Adanya perbedaan ini membuat perencanaan pekerjaan sulit untuk dilakukan dengan baik, karena tidak adanya kesepakatan di antara pengambil keputusan mengenai urutan prioritas pekerjaan tersebut.

Melalui penelitian ini diharapkan mampu memberikan masukan untuk pengambilan keputusan secara lebih obyektif tentang urutan prioritas pekerjaan perbaikan pipa penyalur berdasarkan kriteria-kriteria yang ada di dalam perusahaan, dalam hal ini kriteria menurut proses risk manajemen standard perusahaan (*RiskMan2 Process*). Sehingga nantinya diperoleh suatu keputusan yang dapat dipertanggungjawabkan dan disetujui oleh semua pengambil keputusan. Pengambilan keputusan akan lebih obyektif apabila semua yang menjadi bahan pertimbangan keputusan sudah terukur atau terbobot.

Raheditya (2014) melakukan studi literatur terhadap metode *Analytical Hierarchy Process* (AHP) dan TOPSIS beserta penerapannya. Menurut Raheditya, kombinasi metode AHP dan TOPSIS dapat digunakan untuk

pengambilan keputusan dengan cara seleksi terbaik terhadap alternatif-alternatif proyek pemasangan *booster compressor* pada lapangan migas lepas pantai PT. PEP, berdasarkan kriteria dan sub-kriteria yang dalam hal ini adalah kriteria finansial dan kriteria teknis. Dari sepuluh alternatif proyek yang ada, dilakukan pembobotan kriteria dan perankingan alternatif dengan menggunakan integrasi metode AHP dan TOPSIS. Alternatif proyek yang menempati ranking satu yaitu membangun anjungan produksi yang baru dengan tekanan hisap *compressor* 30 psia dipilih karena memberikan hasil yang terbaik menurut kriteria-kriteria yang sudah ditentukan tersebut.

Garcia dkk (2007) melakukan penelitian dan penerapan metode *pairwise comparison* AHP dan TOPSIS untuk memilih metode pembersihan *diesel engine* yang tepat. Ada lima kriteria dan tiga alternatif proyek sistem pembersihan *diesel engine* yang digunakan dalam penelitian tersebut. Setelah dilakukan pembobotan kriteria menggunakan *pairwise comparison* AHP dan perankingan alternatif dengan metode TOPSIS, diperoleh bahwa metode pembersihan *diesel engine* yang dipilih adalah metode *ultrasonic cleaning system*.

Berdasarkan permasalahan yang ada di PT CPX Balikpapan dan melalui studi literatur, maka penelitian ini akan mengangkat topik tentang pengambilan keputusan dalam pemilihan proyek perbaikan pipa penyalur berdasarkan urutan prioritas yang diperoleh dari perhitungan menggunakan integrasi metode AHP dan TOPSIS.

## **1.2 Perumusan masalah**

Berdasarkan latar belakang permasalahan yang telah dijelaskan maka perumusan masalah dari permasalahan yang ada di PT CPX adalah bagaimana mendapatkan urutan prioritas perbaikan pipa penyalur pada anjungan produksi migas lepas pantai berdasarkan kriteria-kriteria yang ada di dalam proses risk manajemen standard perusahaan (*RiskMan2 Process*). Dengan pengambilan keputusan yang lebih obyektif dan terukur, diharapkan dapat mengurangi *conflict of interest* dan memperoleh kesepakatan bersama dari pengambil keputusan atau kepala lapangan yang ada di PT CPX Balikpapan terhadap urutan prioritas pekerjaan perbaikan pipa penyalur.



### 1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini antara lain adalah sebagai berikut:

1. Untuk membuat model prioritas pekerjaan perbaikan kerusakan pada peralatan produksi menggunakan integrasi metode AHP dan TOPSIS, dengan *screening* awal menggunakan hasil *RiskMan2 Process* PT CPX.
2. Untuk memilih proyek-proyek pekerjaan perbaikan pipa penyalur minyak dan gas bumi lepas pantai yang perlu dikerjakan lebih dahulu berdasarkan hasil prioritas diatas.

### 1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah untuk memilih proyek perbaikan yang tepat sesuai dengan kriteria-kriteria yang ada di dalam perusahaan PT CPX Balikpapan dan mengurangi subyektifitas dan inkonsistensi dalam pemilihan perbaikan tersebut. Metode ini bisa juga diterapkan dalam perusahaan migas sejenis yang ada di Indonesia.

### 1.5 Batasan Permasalahan

Pada penelitian ini penulis membatasi ruang lingkup penelitian pada proyek perbaikan kerusakan pipa penyalur, khususnya kerusakan pada bagian *riser* yang berada pada anjungan produksi migas lepas pantai di daerah operasi PT CPX Balikpapan di Kalimantan Timur. *Riser* dipilih karena banyaknya temuan kerusakan pada bagian ini, dan apabila sampai terjadi kegagalan, misalnya kebocoran (*leak*) atau pecah (*burst*) maka dampak terhadap perusahaan bisa sangat besar, baik berupa kerugian materi karena berhentinya proses produksi, membahayakan keselamatan pekerja dan masyarakat, kerusakan lingkungan karena tumpahan minyak, dan reputasi perusahaan apabila kebocoran tersebut sampai ter-*ekspose* ke media massa.

### 1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan merupakan rincian susunan dalam penelitian tesis. Tujuan utama dari sistematika penulisan adalah untuk mempermudah dalam

penyusunan penelitian ini. Sistematika penulisan tesis ini terdiri dari lima bab, antara lain:

### **Bab I Pendahuluan**

Bab ini menjelaskan mengenai latar belakang masalah, perumusan permasalahan, tujuan penelitian, manfaat penelitian, ruang lingkup penelitian, dan sistematika penulisan.

### **Bab II Kajian Pustaka**

Bab ini memuat uraian teori dasar yang berkaitan dengan permasalahan yang akan dibahas dalam penelitian ini. Konsep-konsep dasar yang diharapkan dapat menjadi acuan dalam melakukan pengolahan data dan membantu dalam menginterpretasikan hasil yang diperoleh.

### **Bab III Metodologi Penelitian**

Bab ini berisi langkah-langkah secara sistematis dalam tiap tahap penelitian yang akan dilakukan untuk memecahkan masalah. Urutan langkah yang telah ditetapkan tersebut merupakan suatu kerangka yang dijadikan pedoman dalam melaksanakan penelitian.

### **Bab IV Pengumpulan dan Pengolahan Data**

Bab ini merupakan tahap pengumpulan dan pengolahan data yang digunakan untuk memecahkan permasalahan sesuai dengan tujuan yang telah ditetapkan. Dari pengolahan data tersebut, dilakukan proses analisa dan interpretasi terhadap hasil yang diperoleh.

### **Bab V Kesimpulan dan Saran**

Bab ini berisi kesimpulan yang dapat ditarik dari analisa yang telah dilakukan yang dapat dijadikan sebagai acuan untuk memberikan rekomendasi atau saran yang berhubungan dengan pengambilan keputusan prioritas pekerjaan perbaikan pipa penyalur pada anjungan produksi migas lepas pantai.

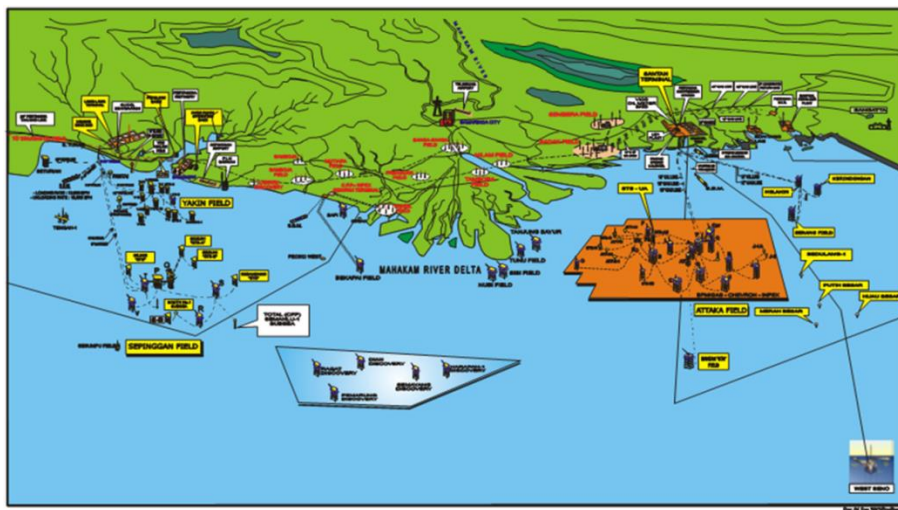
## BAB 2

### KAJIAN PUSTAKA

#### 2.1 Produksi MIGAS Lepas Pantai

PT CPX mempunyai wilayah operasi dan produksi minyak dan gas bumi di Selat Makasar Kalimantan Timur. Semua lapangan migas PT CPX berada di lepas pantai, sehingga diperlukan anjungan-anjungan produksi yang berupa struktur bangunan dengan tiang pancang didasar laut (*fixed platform*). Fungsi utama anjungan migas tersebut adalah untuk menempatkan peralatan proses produksi dan tempat tinggal para pekerja.

Berdasarkan proses produksi yang ada, anjungan migas dibagi menjadi dua yaitu anjungan sumur migas (*wellhead platform*) dan anjungan pusat produksi (*production platform*). *Wellhead Platform* digunakan untuk menempatkan sumur-sumur migas, dimana minyak dan gas dari sumur-sumur tersebut dialirkan kedalam suatu pipa pengumpul (*manifold*) dan kemudian disalurkan ke *Production Platform* melalui pipa penyalur dibawah laut. Di *Production Platform* minyak dan gas bumi dipisahkan, dan dikirim ke terminal produksi di darat (*onshore*) untuk diproses lebih lanjut. Pengiriman ini juga menggunakan pipa bawah laut. Peta daerah operasi migas lepas pantai yang dimiliki PT CPX bisa dilihat pada gambar 2.1.



**Gambar 2.1.** Lapangan Produksi Migas PT. CPX Balikpapan  
(PT CPX Balikpapan, 2001)

## 2.2 Pipa Penyalur

Industri minyak dan gas bumi menggunakan pipa sebagai media transportasi fluida, baik berupa minyak bumi, air, gas, maupun campuran dari semuanya. Untuk industri hulu yang beroperasi di lepas pantai, pipa penyalur digunakan untuk memindahkan minyak dan gas bumi dari anjungan sumur produksi menuju anjungan proses, dan kemudian dari anjungan proses menuju terminal produksi yang berada di darat, untuk kemudian disalurkan lagi kepada konsumen, baik itu berupa *loading* tanker untuk ekspor maupun ke perusahaan pembeli gas untuk keperluan bahan bakar internal mereka.

Lokasi pipa penyalur ini ada yang berada di lepas pantai (*offshore*) maupun di darat (*onshore*). Pipa penyalur yang berada di lepas pantai biasanya ditanam didasar laut sekitar 1.5 meter dibawah dasar laut (*sea bed*), tetapi ada juga yang hanya diletakkan saja diatas *sea bed*. Untuk pipa penyalur yang di darat pada umumnya ditanam didalam tanah (*underground*). Hal ini dilakukan untuk mengurangi resiko kegagalan pipa yang disebabkan karena adanya paparan dengan pihak luar, misalnya kegiatan konstruksi, lalu lintas dan kegiatan masyarakat yang lainnya. Untuk lokasi yang jauh dari interaksi dengan pihak luar, biasanya konstruksi pipa penyalur berada di atas tanah (*uppergorund*), karena akan memudahkan dalam hal pemeliharaan dan biaya investasi yang lebih murah.

Pipa penyalur mempunyai peranan yang sangat besar dalam industri minyak dan gas bumi, mengingat fungsinya sebagai media transportasi produk. Apabila terjadi kegagalan operasi pada pipa penyalur, berarti perusahaan tidak bisa menyalurkan produknya, dengan demikian produksi dan pemasukan akan berhenti. Tentu saja hal ini memberikan dampak yang besar pada perusahaan dan juga pada konsumen, terutama konsumen yang membeli gas untuk keperluan bahan bakar pabrik mereka. Dengan kondisi ini perusahaan bisa dituntut oleh konsumen tersebut karena tidak bisa menyalurkan produk sesuai dengan perjanjian, dan mengakibatkan konsumen mengalami kerugian.

Dampak lain dari kegagalan tersebut adalah kerugian material karena kerusakan pipa, pencemaran lingkungan yang disebabkan karena tumpahan minyak dan gas bumi, keselamatan manusia baik karyawan maupun penduduk sekitar, dan reputasi perusahaan yang akan tercemar dimata masyarakat dan

pemerintah. Kegagalan operasi pipa penyalur pada PT CPX umumnya berupa kebocoran (*leak*) maupun pipa pecah (*burst*).

Penyebab dari kegagalan pipa penyalur bisa berasal dari dalam perusahaan (internal) dan dari luar perusahaan (external). Penyebab internal antara lain adalah karena tingkat korosi yang tinggi maupaun karena kegagalan operasi. Sedangkan penyebab external biasanya karena kegiatan masyarakat sekitar, misalnya lalulintas pelayaran, pelepasan jangkar di area pipa penyalur, sabotase, dan lain-lain.

### **2.3 Metode Inspeksi Pipa Penyalur**

Menurut API Standard 570 (2012), beberapa metode inspeksi untuk pipa adalah sebagai berikut:

#### **2.3.1 Surveillance Task**

*Surveillance task* meliputi semua pekerjaan pengawasan terhadap pipa penyalur, termasuk lingkungan sekitar pipa dan kondisi fluida didalam pipa tersebut. Beberapa kegiatan yang termasuk dalam *surveillance task* adalah sebagai berikut:

- Melakukan inspeksi visual rutin sepanjang jalur pipa.
- Memeriksa kandungan H<sub>2</sub>S (*Hidrogen Sulfida*)
- Monitoring *Transformer Rectifier*
- Melakukan pemeriksaan fluida sampel

#### **2.3.2 Predictive Maintenance Task**

##### **2.3.2.1 Maintenance/Cleaning Pigging.**

Cleaning pigging adalah pekerjaan pigging operation yang bertujuan untuk menghilangkan air, sedimen benda padat dan sisa-sisa kotoran di dalam pipa penyalur.

##### **2.3.2.2 Review associated system corrosion monitoring data.**

Pekerjaan ini bertujuan untuk membahas setiap perubahan tren laju korosi termasuk baik didalam maupun diluar pipa penyalur.

### **2.3.2.3 Survei *test point/drop cell cathodic protection***

Survei ini dilakukan untuk memastikan sistem *cathodic protection* masih berfungsi dengan baik. Ada beberapa macam survei, antara lain:

- *Pipe to Soil Potential Survey*
- *Soil Corrosivity*
- *Drop Cell Survey*

### **2.3.3 *Non-intrusive Task***

#### **2.3.3.1 *Chemical Treatment***

Dilakukan dengan cara menginjeksi bahan kimia tertentu kedalam pipa penyalur seperti: *corrosion inhibitor*, *paraffin dispersant*, *hydrate inhibitor*, dan lain-lain. Type dan jumlah bahan kimia yang diperlukan, termasuk frekuensi penginjeksian tergantung dari kondisi operasi.

#### **2.3.3.2 *External visual examination***

Evaluasi secara visual juga perlu dilakukan, terutama pada bagian-bagian pipa yang tingkat korosinya tinggi, misalnya: *soil to air interface*, *splash zone*, *dead legs*, dan lain-lain.

### **2.3.4 *On-stream/External Inspection***

Inspeksi *On-stream/External* dilakukan untuk menentukan kondisi external pipa penyalur, *insulation system*, *painting and coating systems*, serta peralatan yang pendukung pipa tersebut, misalnya: *bellows*, *expansion joints*, *supports*, and *hangers*, dan lain-lain. Inspeksi ini juga dilakukan untuk mengetahui adanya *misalignment*, getaran, dan kebocoran.

#### **2.3.4.1 *External Visual Inspection***

- Amati dan catat kondisi bagian luar pipa, sistem isolasi, cat dan *coating system*, serta peralatan pendukung.
- Evaluasi sistem perpipaan terhadap adanya modifikasi dan perbaikan *temporary* yang sebelumnya tidak tercatat dalam *inspection records*.

#### **2.3.4.2 Vibrating pipeline dan Line Movement Surveillance**

- Amati dan catat adanya pergerakan yang signifikan yang mungkin disebabkan oleh *liquid hammer*, *liquid slugging in vapor*, *improper design* maupun *abnormal thermal expansion*.

#### **2.3.4.3 Inspeksi sambungan flanges (Flange Joint Inspection)**

- Cek kondisi *flanges* termasuk baut-baut terhadap korosi dan deformasi.
- Baut *flanges* tidak boleh diikat terlalu kencang karena bisa merusak baut tersebut.

#### **2.3.4.4 Inspeksi Katup (Valve Inspection)**

- Katup harus diinspeksi secara visual untuk mengetahui adanya kerusakan dan korosi.
- Lakukan pengukuran ketebalan (*thickness measurement*), apabila ada indikasi korosi internal atau erosi.
- Katup pengendali (*control valve*) yang beroperasi dengan *pressure drop* yang tinggi cenderung mengalami korosi lokal (*localized corrosion*) dan erosi.

#### **2.3.4.5 Inspeksi bagian sambungan las (Weld Joint in Service Inspection)**

- Kualitas sambungan las pada pipa penyalur harus diuji menggunakan *ultrasonic flaw detector* secara acak atau menggunakan radiographic test secara spot (titik-titik tertentu), bila memungkinkan.
- Apabila ditemukan adanya korosi, maka pengujian sambungan las harus dilakukan pada spot-spot yang lain pada *line number* yang sama
- *Profile Radiography Examination* memungkinkan untuk mendeteksi adanya indikasi kerusakan didalam sambungan las.
- *Acceptance criteria* terhadap kualitas sambungan las mengacu pada ANSI B 31.4 atau ANSI B.31.8 edisi yang terbaru, tergantung pada jenis fluida dimana pipa tersebut beroperasi.

#### **2.3.4.6 Corrosion Under Insulation (CUI) Inspection**

- Pipa penyalur yang terbungkus isolasi harus diuji menggunakan *profile radiography* atau *Long Range Ultrasonic Test (LRUT)* atau *Edy Current*

*Testing* atau menggunakan *Intelligent Pigging*, mana yang lebih memungkinkan.

- Bila diperlukan, buka sebagian isolasi pipa untuk mengetahui adanya korosi didalam isolasi tersebut.
- Apabila ditemukan adanya korosi dibawah isolasi, maka beberapa bagian isolasi yang lain dalam satu *line number* pipa perlu dibuka juga untuk mengetahui kondisi pipa tersebut.

#### **2.3.4.7 Injection Point Inspection**

*Injection points* adalah bagian pipa yang digunakan untuk memasukkan (injeksi) bahan kimia kedalam pipa. Bagian ini mempunyai kecenderungan tingkat korosi yang lebih tinggi daripada bagian pipa yang lain.

#### **2.3.4.8 Small Bore Piping and Threaded Connections Inspection**

Pipa-pipa kecil (*Small Bore Piping*) harus diinspeksi secara visual dan bila diperlukan menggunakan *Radiography* atau *Ultrasonic Test*. Sambungan yang berbentuk ulir (*Threaded connections*) yang berhubungan dengan peralatan mekanis atau mesin-mesin sangat rentan terhadap kerusakan fatiq (*fatigue damage*) yang disebabkan karena getaran.

#### **2.3.5 Out of stream / Internal Inspection**

*Out of Stream/Internal visual inspection* perlu dilakukan untuk pipa-pipa yang mempunyai diameter besar. Inspeksi ini harus dilakukan oleh seorang *inspector*. Apabila menggunakan metode *remote visual inspection* maka *inspector* perlu dibantu oleh seorang *Examiner*.

#### **2.3.6 Melakukan *nondestructive examination* (NDE) pada pipa penyalur**

Ketika *design* memungkinkan, inspeksi pipa penyalur menggunakan *intelligent pigging* (IP) perlu dilakukan. Apabila tidak memungkinkan, maka metode NDE yang lain perlu dilakukan untuk memastikan integritas pipa penyalur tersebut. Metode yang bisa digunakan antara lain *magnetic tomography method* (MTM), *long range ultrasonic test* (LRUT), dan *eddy current technique*.



### **2.3.7 Failure Finding Task**

#### **2.3.7.1 Pressure test**

*Pressure test* perlu dilakukan apabila disinyalir ada kebocoran pada pipa penyalur tetapi tidak bisa dideteksi dengan inspeksi visual. Sebagai alternatif, bisa juga dilakukan *leak test* menggunakan cairan dengan tekanan sesuai *code* atau standard yang berlaku. Durasi *leak test* mengacu pada *code* dan peraturan pemerintah.

#### **2.3.8 Supplemental Inspection**

*Supplemental Inspection* perlu dipertimbangkan sesuai kebutuhan, terutama untuk mengkonfirmasi adanya indikasi kerusakan pada pipa penyalur. Beberapa metode inspeksi ini antara lain:

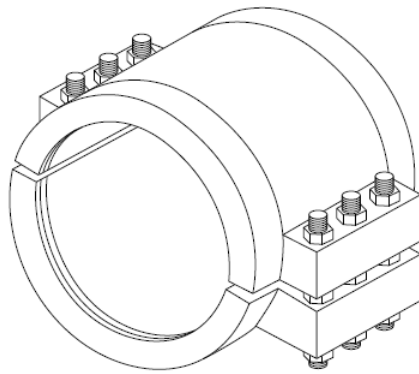
- *Radiography* dan *thermography* untuk memastikan adanya *fouling* atau *internal plugging*
- *Thermography* untuk memastikan adanya titik panas (*hot spot*) pada sistem yang mempunyai *refractory lined* dan isolasi.
- *Acoustic emission*, *acoustic leak detection* dan *thermography* untuk *remote leak detection*.

### **2.4 Metode Perbaikan Kerusakan Pipa Penyalur**

Menurut ASME PCC-2 (2015), ada beberapa metode perbaikan pipa penyalur, diantaranya adalah sebagai berikut:

#### **2.4.1 Mechanical Clamp (Clamp)**

*Mechanical Clamp* terdiri dari sepasang *fitting* yang digabungkan menjadi satu secara mekanis. *Clamp* biasanya digunakan untuk menutup kebocoran dan atau memperkuat bagian pipa yang mengalami kerusakan tetapi belum terjadi kebocoran.



**Gambar 2.2** *Mechanical Clamp* (ASME PCC-2, 2015)

Rongga diantara clamp dengan pipa yang diperbaiki bisa dibiarkan kosong maupun diisi dengan *sealant material* seperti epoxy, fiber, dan campuran lain. Clamp kurang efektif untuk memperbaiki kerusakan yang berupa *crack* (retakan) pada pipa, karena keretakan tersebut masih mungkin untuk berkembang meskipun clamp sudah terpasang. Material clamp harus disesuaikan dengan material pipa yang diperbaiki agar tidak terjadi *galvanized corrosion*.

#### **2.4.2 Composite Repair System**

Perbaikan dengan sistem composite ini adalah metode gabungan dari elemen-elemen dibawah ini, termasuk pengujian qualifikasinya.

- 1) *Substrate (component)* adalah bagian pipa penyalur yang diperbaiki
- 2) *Surface preparation* adalah suatu prosedur tindakan yang diperlukan untuk mempersiapkan permukaan komponen yang akandiperbaiki.
- 3) *Composite material (repair laminate)* adalah material bahan *composite*
- 4) *Load transfer material (filler material)* adalah bagian dari *composite* yang berfungsi sebagai *load transferring component*
- 5) *Primer layer adhesive (an adhesive used insome repair systems, attaching the composite laminateto the substrate)* adalah bagian dari *composite* yang berfungsi merekatkan material *composite* pada *substrate*.
- 6) *Application method (including sealing, coating,etc., as needed)* adalah suatu prosedur atau metode yang digunakan untuk pemasangan *composite material*

7) *Curing protocol* adalah tahap-tahap pengerasan material *composite*



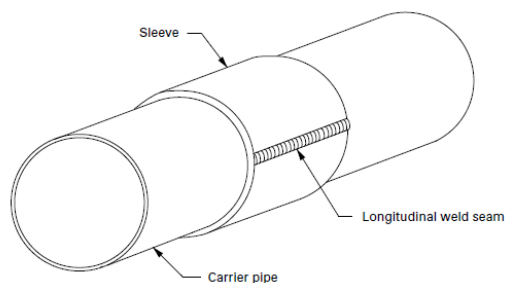
**Gambar 2.3** *Composite Repair* pada pipa penyalur (PT CPX Balikpapan, 2010)

#### **2.4.3 Full Encirclement Steel Sleeve**

*Full encirclement steel sleeves* terdiri dari komponen silindris berbahan logam yang direkatkan pada pipa dengan cara di las pada bagian longitudinal. Ada dua macam type sleeve, yaitu *type A* dan *type B*. Sleeve dapat dibuat dari pipa maupun pelat logam yang di *roll* atau digulung.

##### **2.4.3.1 Sleeve Type A**

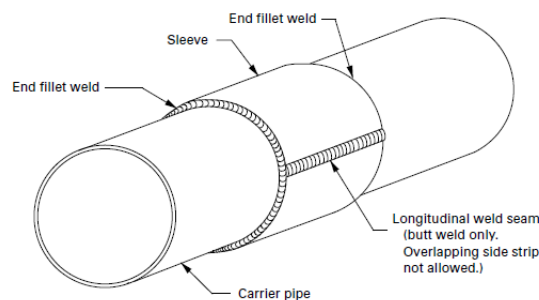
*Sleeve type A* adalah sleeve dimana ujungnya tidak di las secara melingkar (*circumferential*) terhadap pipa yang diperbaiki. Sleeve type ini tidak mampu menahan tekanan internal (*internal pressure*) dan hanya berfungsi sebagai penguat (*reinforcement*) pada pipa yang mengalami kerusakan. Sleeve tipe A ini tidak bisa digunakan untuk memperbaiki kerusakan yang berupa kebocoran.



**Gambar 2.4** *Sleeve Type A* (ASME PCC-2, 2015)

#### 2.4.3.2 Sleeve Type B

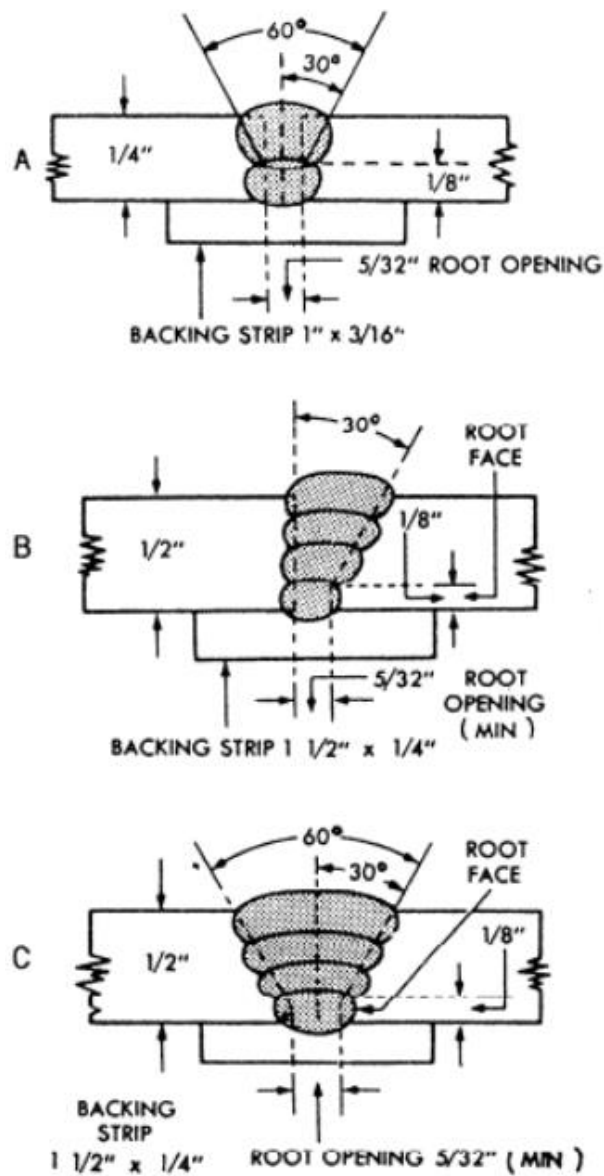
*Sleeve Type B* mempunyai ujung yang di las secara melingkar (*circumferential*) terhadap pipa yang diperbaiki. Sleeve tipe ini mampu menahan tekanan internal karena ujung-ujungnya di las dengan pipa. Sleeve ini bisa digunakan untuk memperbaiki kerusakan pipa yang berupa kebocoran dan sekaligus bisa sebagai penguat (*reinforcement*) terhadap pipa yang diperbaiki tersebut.



**Gambar 2.5** *Sleeve Type B* (ASME PCC-2, 2015)

#### 2.4.4 Weld Buildup

*Weld Buildup* adalah suatu metode perbaikan yang bertujuan untuk mengembalikan ketebalan pipa penyalur yang mengalami penipisan akibat korosi atau erosi. *Weld Buildup* dilakukan dengan cara melakukan pengelasan atau penambahan material logam (*weld metal*) dengan cara mengelas bagian yang mengalami penipisan) menggunakan bahan material yang sesuai dengan material pipa (*base metal*) yang diperbaiki. Dengan mengembalikan ketebalan pipa seperti semula, maka ketahanan pipa terhadap tekanan internal juga akan kembali seperti semula pada saat pipa masih baru.



**Gambar 2.6.** *Weld Buildup* (ASME PCC-2, 2015)

#### 2.4.5 *Cut and Replace*

Metode *cut and replace* adalah suatu metode perbaikan pipa dimana bagian pipa yang mengalami kerusakan dipotong dan diganti dengan pipa yang baru yang sama persis dengan bagian yang dipotong tersebut. Metode ini paling banyak dilakukan oleh PT CPX dalam memperbaiki kerusakan *riser* pada pipa penyalur.



**Gambar 2.7** *Cut and Replace* (PT CPX Balikpapan, 2010)

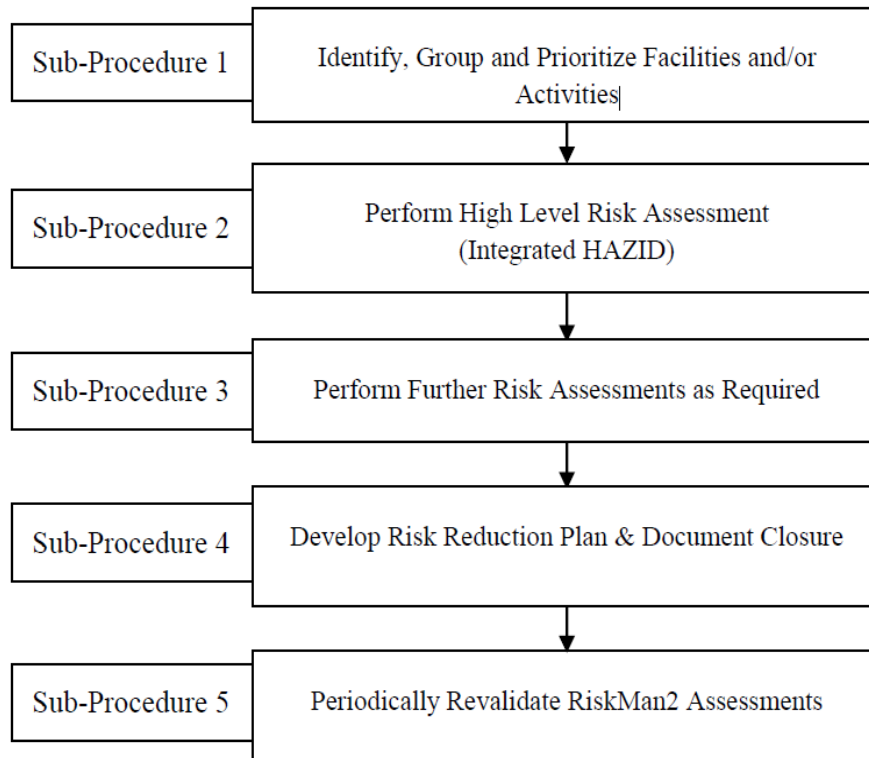
## **2.5 Metode Risk Management PT CPX**

PT CPX secara *worldwide* mempunyai proses yang standard dalam manajemen resiko yang disebut dengan *RiskMan2 Process*. Maksud proses ini adalah untuk mengidentifikasi dan menangani resiko terhadap *health, environment, safety (HES)* dan *assets* pada fasilitas dan aktivitas perusahaan. Sedangkan tujuannya adalah sebagai berikut:

1. Menerapkan prosedur risk assesment yang standard terhadap resiko *health, environment and safety (HES)* di seluruh wilayah operasi PT CPX *worldwide*.
2. Melakukan re-validasi *HES risk assessment* secara periodic
3. Memonitor status *action item HES risk-reduction* yang teridentifikasi
4. Melakukan *continual improvement* terhadap proses *HES risk management*

Proses *HES Risk Management* ini memberikan panduan terhadap proses manajemen resiko HES secara *corporate-level* yang konsisten dengan *environmental risk management requirements* dari ISO 14001.

*RiskMan2 Process* terdiri dari 5 *sub-procedure*, sesuai gambar 2.8 berikut:

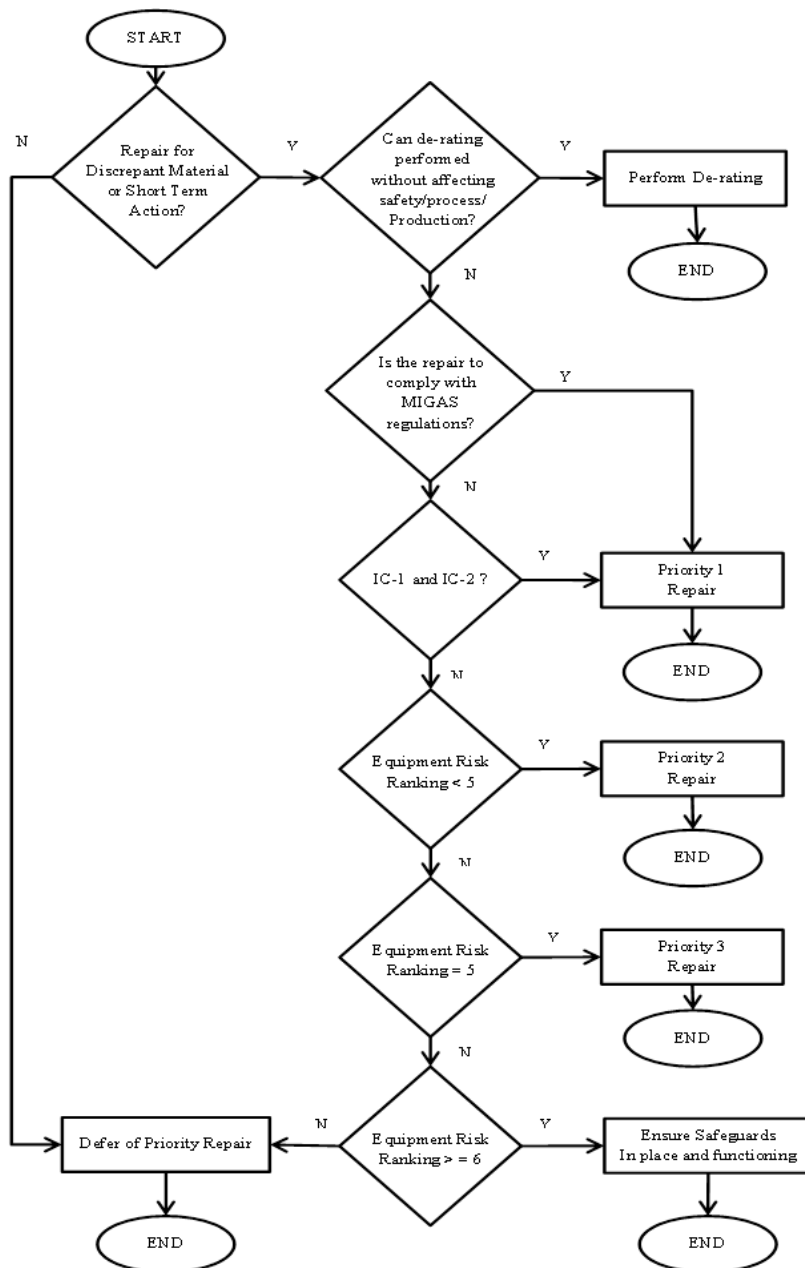


**Gambar 2.8** *RiskMan2* Sub-Prosedur (PT CPX Balikpapan, 2008)

Untuk menentukan tingkat resiko dari suatu kerusakan peralatan, PT CPX menggunakan *standard prioritization matrix* yang dikembangkan oleh dan untuk internal perusahaan. Tingkat resiko ditentukan berdasarkan *likelihood* dan *consequences* dari suatu fasilitas, aktivitas, maupun kejadian (*event*) tertentu dalam perusahaan.

Menurut *RiskMan2 Process* ada empat kriteria *consequences of failure* (CoF) yang digunakan sebagai pertimbangan dalam pengambilan keputusan, apabila suatu kerusakan mempunyai tingkat resiko yang sama. Kriteria tersebut adalah *impact* terhadap *safety*, *health*, *environment*, dan *assets* perusahaan.

Gambar 1.1 menjelaskan diagram alir metode prioritisasi pekerjaan perbaikan pipa di PT CPX, sesuai dengan proses *RiskMan2*:



**Gambar 2.9** Diagram Alir prioritisasi pekerjaan di PT CPX Balikpapan menurut *RiskMan2 Process* (PT CPX Balikpapan, 2016)

Untuk menentukan resiko, PT CPX menggunakan *standard prioritization matrix* yang merupakan gabungan dari *likelihood* dan *consequences* atau *impact* dari suatu kejadian yang dapat menimbulkan atau menyebabkan resiko itu sendiri.



Matrix tersebut diimplementasikan diseluruh wilayah operasi PT CPX secara *worldwide*. Gambar 2.9 adalah *standard prioritization matrix* yang digunakan di PT CPX.

Likelihood Descriptions & Index (with confirmed safeguards)			Legend						
			Legend applies to identified HES risks (see guidance documents for additional explanations) 1, 2, 3, 4 - Short-term, interim risk reduction required. Long term risk reduction plan must be developed and implemented. 5 - Additional long term risk reduction required. If no further action can be reasonably taken, SBU management approval must be sought to continue the activity. 6 - Risk is tolerable if reasonable safeguards / management systems are confirmed to be in place and consistent with relevant requirements of the Risk Mitigation Closure Guidelines. 7, 8, 9, 10 - Manage risk. No further risk reduction required. Risk reduction at management / team discretion.						
Likelihood Descriptions	Likelihood Indices								
Consequences can reasonably be expected to occur in life of facility	1	Likely	<div>Decreasing Likelihood</div>	6	5	4	3	2	1
Conditions may allow the consequences to occur at the facility during its lifetime, or the event has occurred within the Business Unit	2	Occasional		7	6	5	4	3	2
Exceptional conditions may allow consequences to occur within the facility lifetime, or has occurred within the OPCCO	3	Seldom		8	7	6	5	4	3
Reasonable to expect that the consequences will not occur at this facility. Has occurred several times in the industry, but not in the OPCCO	4	Unlikely		9	8	7	6	5	4
Has occurred once or twice within industry	5	Remote		10	9	8	7	6	5
Rare or unheard of	6	Rare		10	10	9	8	7	6
Consequence Descriptions & Index (without safeguards)			Decreasing Consequence/Impact						
			6	5	4	3	2	1	
			Incidental	Minor	Moderate	Major	Severe	Catastrophic	
			Safety		Workforce: Minor injury such as a first-aid. AND Public: No impact	Workforce: One or more injuries, not severe. OR Public: One or more minor injuries such as a first-aid.	Workforce: One or more severe injuries including permanently disabling injuries. OR Public: One or more injuries, not severe.	Workforce: (1-4) Facilities Public: One or more severe injuries including permanently disabling injuries.	Workforce: Multiple fatalities (5-50) OR Public: multiple fatalities (1-10)
Health (Adverse effects resulting from chronic chemical or physical exposures or exposure to biological agents)		Workforce: Minor illness or effect with limited or no impacts on ability to function and treatment is very limited or not necessary. AND Public: No impact	Workforce: Mild to moderate illness or effect with some treatment and/or functional impairment but is medically manageable. OR Public: Illness or adverse effect with limited or no impacts on ability to function and medical treatment is limited or not necessary.	Workforce: Serious illness or severe adverse health effect requiring a high level of medical treatment or management. OR Public: Illness or adverse effects with mild to moderate functional impairment requiring medical treatment.	Workforce (1-4): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects. OR Public: Serious illness or severe adverse health effect requiring a high level of medical treatment or management.	Workforce (5-50): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects. OR Public (1-10): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects.	Workforce (>50): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects. OR Public (>10): Serious illness or chronic exposure resulting in fatality or significant life shortening effects.		
Environment		Impacts such as localized or short-term effects on habitat, species or environmental media.	Impacts such as localized, long term degradation of sensitive habitat or widespread, short-term impacts to habitat, species or environmental media.	Impacts such as localized, but irreversible habitat loss or widespread, long-term effects on habitat, species or environmental media.	Impacts such as significant widespread and persistent changes in habitat, species or environmental media (e.g. widespread habitat degradation).	Impacts such as persistent reduction in ecosystem function on a landscape scale or significant disruption of a sensitive species.	Loss of a significant portion of a valued species or loss of effective ecosystem function on a landscape scale.		
The above legend applies only to HES risks, where risk levels 1-6 are actionable and mandatory. For risks that may result in facility damage, business interruption, loss of product, the "Assets" category below should be used. Asset risk reduction is at the discretion of management. Under no circumstances may a direct or indirect translation of Asset loss to HES consequences, or between any discrete categories of HES consequences be inferred.									
Consequence Descriptions & Index (without safeguards)	Consequence Indices		6	5	4	3	2	1	
			Incidental	Minor	Moderate	Major	Severe	Catastrophic	
	Assets (Facility Damage, Business Interruption, Loss of Product)	Minimal damage. Negligible downtime or asset loss. Costs < \$100,000.	Some asset loss, damage and/or downtime. Costs \$100,000 to \$1 Million.	Serious asset loss, damage to facility and/or downtime. Costs of \$1-10 Million.	Major asset loss, damage to facility and/or downtime. Costs \$10 Million but < \$100 Million.	Severe asset loss or damage to facility. Significant downtime, with appreciable economic impact. Cost>\$100MM but <\$1 billion.	Total destruction or damage. Potential for permanent loss of production. Costs >\$1 billion.		
This matrix is endorsed for use across the Company. It is not a substitute for, and does not override any relevant legal obligations. Under no circumstances should any part of this matrix be changed or modified, adapted or customized. This matrix identifies health, safety, environmental and asset risks and is to be used only by qualified and competent personnel. Where applicable it is to be used within the Riskman2 structure and governance of an OE Risk Management Process. If applied outside of these Processes, it is also mandatory to manage identified intolerable risks and comply with the Risk Mitigation Closure Guidelines.									

**Gambar 2.10** Standard Risk Prioritization Matrix (PT CPX Balikpapan, 2008)

Ada sepuluh tingkat resiko (risk ranking 1 s/d 10) yang ada didalam RiskMan2 Matrix dari *CPX Corporation*. Semakin kecil angkanya, berarti tingkat resikonya semakin tinggi. Perusahaan akan melakukan semua tindakan yang

diperlukan sampai *risk ranking* mencapai batas yang bisa ditoleransi. Berikut ini tindakan perusahaan yang dilakukan terhadap resiko yang ada:

- Risk ranking 1, 2, 3, 4: Perlu segera dilakukan tindakan untuk menurunkan resiko (*short term action* < 6 bulan). Tindakan jangka panjang juga perlu dipersiapkan dan dilakukan.
- Risk ranking 5: Diperlukan tindakan jangka panjang untuk menurunkan resiko. Apabila tindakan tidak bisa dilakukan, Manajemen Perusahaan harus menyetujui dan bertanggung jawab penuh apabila operasi tetap dilanjutkan.
- Risk ranking 6: Resiko bisa ditoleransi apabila semua peralatan pengaman berfungsi dengan baik. Perlu dipastikan bahwa semua peralatan pengaman berfungsi sesuai peruntukannya. Sistem manajemen harus konsisten dengan prosedur *Risk Mitigation*.
- Risk ranking 7, 8, 9, 10: Kelola resiko. Tidak diperlukan tindakan untuk menurunkan resiko yang ada.

Pada praktek operasi produksi migas perusahaan sehari-hari, *risk prioritization matrix* tersebut digunakan untuk menentukan prioritas pekerjaan atau proyek-proyek perbaikan peralatan produksi. Proyek atau pekerjaan perbaikan yang memiliki resiko yang tinggi terhadap perusahaan (apabila tidak dikerjakan), maka akan memiliki prioritas yang lebih tinggi juga.

Apabila beberapa pekerjaan perbaikan memiliki tingkat resiko yang sama, maka akan dipilih pekerjaan yang mempunyai *consequences of failure* (CoF) yang lebih tinggi. Akan tetapi, karena *prioritization matrix* yang ada adalah standard untuk PT CPX secara *worldwide*, maka batasan-batasan yang ada dalam ranking *consequences* masih terlalu luas apabila digunakan secara spesifik terhadap operasi PT CPX di Kalimantan Timur. Sering kali beberapa pekerjaan berada dalam tingkat *consequences* yang sama, sehingga diperlukan metode lebih lanjut untuk menentukan prioritas terhadap pekerjaan-pekerjaan tersebut.

## 2.6 Metode Analytical Hierarchy Process (AHP)

*Analytical Hierarchy Process* (AHP) adalah suatu metode *quantitative* untuk meranking beberapa alternatif dan memilih salah satu berdasarkan beberapa kriteria yang sudah ditentukan. AHP merupakan proses menentukan skor numerik untuk meranking setiap alternatif berdasarkan kesesuaian alternatif tersebut dengan kriteria-kriteria dari pengambil keputusan. Metode ini pertama kali dikembangkan oleh Dr. Thomas L. Saaty pada tahun 1980, dari *University of Pittsburgh, Pittsburgh, Pennsylvania, USA*.

Langkah-langkah dalam menggunakan metode AHP (Saaty, 1999) adalah sebagai berikut:

1. Mendefinisikan masalah dan menentukan solusi yang diinginkan  
Langkah ini menentukan masalah apa yang akan dipecahkan dengan jelas dan rinci. Masalah tersebut kemudian dicarikan solusi yang mungkin untuk pemecahannya. Solusi masalah bisa berjumlah lebih dari satu.
2. Menciptakan hirarki yang diawali dengan tujuan utama  
Menetapkan tingkat hirarki dibawah kriteria yang tepat untuk mempertimbangkan atau mengevaluasi alternatif yang disediakan. Kriteria masing-masing memiliki intensitas berbeda untuk setiap hirarki yang ada.
3. Membuat matriks perbandingan berpasangan (*pairwise comparison*) yang menggambarkan kontribusi relatif atau pengaruh setiap elemen terhadap tujuan atau tingkat kriteria diatasnya.
4. Mendefinisikan perbandingan berpasangan untuk mendapatkan beberapa peringkat sebanyak  $\frac{n(n-1)}{2}$  buah, dimana  $n$  adalah jumlah elemen yang dibandingkan.

Hasil perbandingan setiap elemen akan menjadi nomor 1 sampai 9 yang menunjukkan perbandingan tingkat pentingnya suatu unsur. Jika elemen dalam matriks dibandingkan dengan dirinya sendiri maka hasil perbandingan diberi nilai 1. Skala penilaian perbandingan berpasangan yang diperkenalkan oleh Saaty ditampilkan dalam tabel 2.1.

**Tabel 2.1** Skala Penilaian Perbandingan Berpasangan (Saaty, 2008)

Tingkat Kepentingan	Definisi	Penjelasan
1	Sama pentingnya	Kedua elemen mempunyai pengaruh yang sama
3	Sedikit lebih penting	Pengalaman dan penilaian sedikit memihak satu elemen dibandingkan dengan pasangannya
5	Lebih penting	Pengalaman dan penilaian sangat memihak satu elemen dibandingkan dengan pasangannya
7	Sangat lebih penting	Satu elemen sangat disukai dan secara praktis dominasinya sangat nyata dibandingkan elemen pasangannya
9	Mutlak lebih penting	Satu elemen terbukti mutlak lebih disukai dibandingkan elemen pasangannya pada tingkat keyakinan tertinggi
2, 4, 6, 8	Nilai diantara dua penilaian yang berdekatan	Diberikan bila terdapat keraguan penilaian antara dua penilaian yang berdekatan

1) Menghitung nilai eigen dan tes konsistensi

Indeks konsistensi menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{2a(n-1)} \dots \dots \dots (2.1)$$

Dengan:

CI = Indeks Konsistensi

$\lambda$  (lambda) = nilai eigen

n = jumlah data

Sementara rasio konsistensi (CR) menggunakan persamaan berikut:

$$CR = \frac{CI}{RI} \dots \dots \dots (2.2)$$

Dimana RI adalah Indeks Random yang mengacu pada table indeks dalam tabel 2.2 berikut:

**Tabel 2.2** Tabel Random Index (Saaty, 1999)

N	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
RRI	0.0	0.0	0.58	0.90	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49	1.51	1.48	1.56

- 2) Ulangi langkah 3, 4, dan 5 untuk setiap tingkat hirarki
- 3) Menghitung vector eigendari setiap matriks perbandingan berpasangan yang merupakan bobot dari setiap elemen untuk penentuan unsur-unsur prioritas di tingkat hirarki terendah sampai mencapai tujuan. Perhitungan dilakukan dengan menambahkan nilai dari setiap kolom matriks, membagi setiap kolom dengan nilai total kolom yang bersangkutan untuk memperoleh normalisasi matriks, dan menjumlahkan nilai-nilai dari setiap baris dan membaginya dengan jumlah elemen untuk mendapatkan rata-rata.
- 4) Memeriksa konsistensi hirarki. AHP diukur dalam rasio yang konsisten dengan indeks konsistensi. Konsistensi adalah pendekatan hampir sempurna yang diharapkan untuk menghasilkan keputusan yang sah. Meskipun sulit untuk mencapai konsistensi yang sempurna, diharapkan nilainya kurang atau sama dengan 10%.

### **2.6.1 Analisa Sensitivitas**

Analisa sensitivitas dilakukan untuk mengetahui *impact* dari adanya ketidakpastian terhadap model pengambilan keputusan yang telah dibuat. Dalam dunia migas, hasil dari analisa ini bisa sangat sensitif terhadap ketidakpastian bobot pada kriteria dan sub-kriteria yang digunakan dalam pengambilan keputusan, yang diperoleh dari *pairwise comparison* oleh pengambil keputusan (Virine dkk, 2007). Pada penelitian ini analisa sensitivitas dilakukan dengan membuat variasi  $\pm 25\%$  terhadap kriteria yang mempunyai bobot atau prioritas paling tinggi.

## **2.7. Metode *Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS)**

### **2.7.1 Pengertian Metode TOPSIS**

Metode *Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS) adalah salah satu metode pengambilan keputusan multikriteria yang pertama kali diperkenalkan oleh Yoon dan Hwang pada tahun 1981. Metode ini banyak digunakan untuk menyelesaikan pengambilan keputusan secara praktis.

TOPSIS memiliki konsep dimana alternatif yang terpilih merupakan alternatif terbaik yang memiliki jarak terpendek dari solusi ideal positif dan jarak terjauh dari solusi ideal negatif.

## 2.7.2 Prosedur Metode TOPSIS

Menurut Parida, dkk (2013) secara umum prosedur TOPSIS meliputi langkah- langkah sebagai berikut:

- Membuat matriks keputusan untuk alternative (m) dan kriteria (n) kedalam sebuah matriks, dimana  $x_{ij}$  adalah pengukuran pilihan dari alternatif ke- i dan kriteria ke-j. Matriks ini dapat dilihat pada persamaan dibawah:

$$D = \begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1n} \\ X_{21} & X_{22} & \dots & X_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ X_{m1} & X_{m2} & \dots & X_{mn} \end{bmatrix} \dots\dots\dots (2.3)$$

- Menghitung matriks keputusan ternormalisasi ( $r_{ij}$ )

$$r_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{i=1}^m x_{ij}^2}} \dots\dots\dots (2.4)$$

Dengan  $i = 1, 2, \dots, m$  dan  $j = 1, 2, \dots, n$

- Menghitung matriks keputusan yang ternormalisasi terbobot ( $y_{ij}$ )

$$y_{ij} = w_{ij} r_{ij} \dots\dots\dots (2.5)$$

$w_{ij}$  merupakan bobot bagi setiap alternative

- Menentukan solusi ideal positif dan solusi ideal negatif ( $V^+$  dan  $V^-$ )

$$\begin{aligned} V^+ &= (y_1^+, y_2^+, \dots, y_n^+) \\ V^- &= (y_1^-, y_2^-, \dots, y_n^-) \end{aligned} \dots\dots\dots (2.6)$$

Dengan  $y_j^+ = \max y_{ij}$  dan  $y_j^- = \min y_{ij}$

- Menentukan jarak solusi ideal positif dan jarak solusi ideal negatif ( $S_i^+$  dan  $S_i^-$ )

$$D_i^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_i^+ - y_{ij})^2} \dots\dots\dots (2.7)$$

$$D_i^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (y_{ij} - y_i^-)^2} \dots\dots\dots (2.8)$$

- f. Menentukan nilai preferensi untuk setiap alternatif

Nilai preferensi untuk setiap alternatif diberikan sebagai berikut:

$$V_i = \frac{D_i^-}{D_i^- + D_i^+} \quad ; \quad i = 1, 2, \dots, m \dots\dots\dots (2.9)$$

Nilai  $V_i$  yang lebih besar menunjukkan bahwa alternatif  $A_i$  yang lebih baik untuk dipilih.

## 2.8 Penggunaan Metode AHP dan TOPSIS

Integrasi metode AHP dan TOPSIS telah digunakan untuk penelitian yang berhubungan dengan *multi criteria decision making* (MCDM). *Pairwise comparison* dalam AHP digunakan untuk menghitung bobot dari masing-masing kriteria. Bobot ini bersama dengan *normalized decision matrix* dari metode TOPSIS digunakan untuk menghitung *weighted normalized decision matrix*, yang pada akhirnya dipakai untuk meranking alternatif, sesuai langkah-langkah didalam metode TOPSIS.

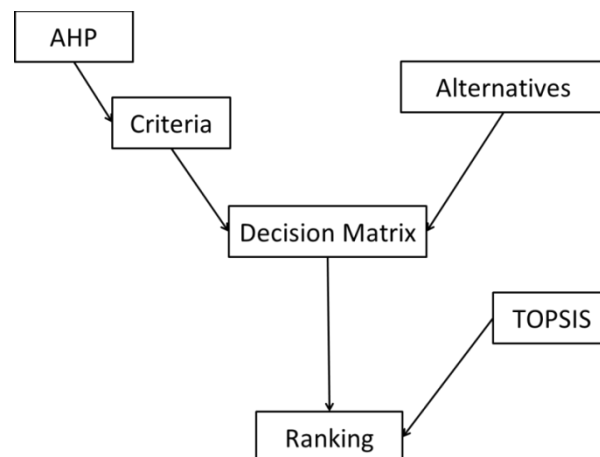
Bhutia dan Phipon (2012), menggunakan metode AHP dan TOPSIS dalam pengambilan keputusan untuk memilih pemasok terbaik bagi perusahaan. Ada empat kriteria yang digunakan untuk meranking 30 pemasok yang ada. Kriteria-kriteria tersebut adalah: *product quality*, *service quality*, *delivery time* dan *prices*. Masing-masing kriteria dihitung bobotnya menggunakan *pairwise comparison* AHP. Selanjutnya kriteria yang sudah terbobot tersebut digunakan sebagai masukan dalam membuat *decision matrix*. Skala yang digunakan dalam *decision matrix* metode TOPSIS adalah 5, 7, dan 9 yang merepresentasikan *good*, *very good*, dan *extremely good* untuk kriteria *product quality* dan *service quality*. Untuk kriteria *delivery time* adalah *fast*, *very fast*, dan *extremely fast*, sedangkan untuk kriteria *prices* menggunakan *high*, *very high*, dan *extremely high*. Kemudian

metode TOPSIS memproses decision matrix tersebut untuk meranking 30 pemasok yang ada dan memilih pemasok yang paling sesuai dengan kebutuhan perusahaan, berdasarkan urutan atau ranking hasil perhitungan. Hasil akhir dari penelitian tersebut adalah ranking terhadap 30 pemasok yang menunjukkan bahwa urutan teratas adalah pemasok yang paling disukai oleh perusahaan.

Menurut Bhutia dan Phipon ada beberapa keuntungan yang diperoleh dari gabungan *pairwise comparison* AHP dan TOPSIS adalah sebagai berikut:

- Sederhana (*simple to use*)
- Sudah memperhitungkan semua kriteria
- Rasional dan mudah dimengerti
- Proses perhitungannya mudah

Diagram alir proses perhitungan menggunakan integrasi metode *pairwise comparison* (PC-AHP) dan TOPSIS bisa dilihat pada gambar 2.10.



**Gambar 2.11** PC-AHP TOPSIS (Garcia et. al, 2007)

Nath Ghosh (2011), menggunakan kombinasi metode AHP dan TOPSIS untuk mengevaluasi kinerja staf pengajar pada *Engineering Education, Dr. B. C Roy Engineering College, West Bengal, India*. Ada tujuh kriteria yang digunakan untuk mengevaluasi empat staf pengajar. Kriteria tersebut adalah *subject knowledge, method of teaching, communication skill, accesssibility, discipline and behavior, power of explanation*, dan *attitude*. Bobot masing-masing kriteria



dihitung menggunakan *pairwise comparison* AHP. Kemudian kriteria yang sudah terbobot digunakan sebagai masukan dalam *decision matrix* untuk perhitungan metode TOPSIS. Hasil akhirnya adalah ranking dari keempat staf pengajar tersebut, yang menggambarkan bahwa staf pengajar yang berada pada ranking pertama adalah pengajar terbaik berdasarkan hasil evaluasi yang telah dilakukan.

Kombinasi metode *Analytical Hierarchy Process* (AHP) dan *Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS) tersebut akan digunakan juga untuk menyelesaikan masalah pada penelitian ini. Metode *pairwise comparison* dalam AHP dipakai untuk menghitung bobot dari masing-masing kriteria, sedangkan metode TOPSIS digunakan untuk meranking alternatif pekerjaan perbaikan pipa penyalur, berdasarkan pengolahan *decision matrix* dengan bobot kriteria yang sudah didapatkan dari hasil perhitungan AHP.

Pada penelitian ini kriteria yang digunakan dalam memilih pekerjaan perbaikan pipa penyalur adalah *impact* atau *consequences of failure* (CoF) yang ada pada proses *RiskMan2* PT CPX, seperti yang selama ini sudah diterapkan di seluruh wilayah operasi *CPX Corporation* secara *worldwide*. Kriteria tersebut adalah dampak terhadap *safety*, *health*, *environment*, dan *assets* apabila terjadi kerusakan atau kegagalan integritas peralatan atau fasilitas produksi. Karena focus penelitian ini adalah perbaikan kerusakan pipa penyalur yang berada pada risk ranking 5, maka sub-kriteria yang dipilih adalah sub-kriteria yang berada pada *risk ranking 5* didalam *standard risk prioritization matrix* PT CPX, yang bisa dilihat lebih jelas pada tabel 2.3.

Oleh karena itu, secara keseluruhan metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah gabungan antara *RiskMan2 Process* standard perusahaan, *Pairwise Comparison* dalam *Analytical Hierarchy Process* (AHP) dan metode *Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS).

**Tabel 2.3.** Kriteria dan Sub-kriteria *Consequences of Failure* (CoF)

Kriteria	Sub-kriteria	Keterangan
<i>Safety</i>	<i>Safety 1</i>	Cedera parah atau cacat permanen
	<i>Safety 2</i>	Cedera tidak parah
	<i>Safety 3</i>	Luka ringan seperti P3K
<i>Health</i>	<i>Health 1</i>	Penyakit parah yang membutuhkan perawatan medis tingkat tinggi
	<i>Health 2</i>	Penyakit tidak parah yang membutuhkan perawatan medis
	<i>Health 3</i>	Penyakit ringan yang tidak membutuhkan perawatan medis
<i>Environment</i>	<i>Environment 1</i>	Kerusakan permanen, jangka panjang, dan meluas pada habitat, spesies, dan media lingkungan
	<i>Environment 2</i>	Kerusakan tidak permanen , jangka pendek, dan lokal pada habitat, spesies, dan media lingkungan
	<i>Environment 3</i>	Tidak ada kerusakan, hanya dampak lokal dan tidak permanen pada habitat, spesies, dan media lingkungan
<i>Assets</i>	<i>Assets 1</i>	Kerusakan aset dan berhentinya proses produksi. Total kerugian \$1 - 10 juta
	<i>Assets 2</i>	Kerusakan aset dan berhentinya proses produksi. Total kerugian \$100,000 - 1 juta
	<i>Assets 3</i>	Kerusakan aset dan berhentinya proses produksi. Total kerugian < \$100,000

Sumber: PT CPX Balikpapan, 2008

## 2.9 Posisi Penelitian

Penelitian ini adalah salah satu penerapan dari metode *multi criteria decision making* (MCDM) yang telah ada, yaitu dengan mengintegrasikan metode *Risk Management Standard* Perusahaan PT CPX, *Pairwise Comparison AHP* dan TOPSIS. Perbedaan penelitian ini dengan penelitian sebelumnya antara lain:

- Penelitian ini merupakan proses lanjutan dari metode *Risk Management Standard* Perusahaan yang sudah diimplementasikan secara *worldwide* oleh PT. CPX.
- Penelitian ini secara spesifik diaplikasikan pada daerah operasi PT. CPX di Balikpapan Kalimantan Timur (studi kasus perbaikan pipa penyalur lepas pantai).

Posisi penelitian ini bila dibandingkan dengan penelitian-penelitian sebelumnya yang berkaitan dengan *multi criteria decision making* (MCDM) disampaikan dalam tabel 2.4.

**Tabel 2.4** Posisi Penelitian

No.	Peneliti	Judul	Masalah	Metode	Hasil
1	Garcia et. al (2007)	PC-TOPSIS Method for Selection of a Cleaning System for Engine Maintenance	Memilih metode terbaik untuk pembersihan <i>diesel engine</i> berdasarkan lima kriteria dan tiga alternatif yang tersedia	PC-AHP, TOPSIS	Metode pembersihan <i>diesel engine</i> yang terbaik diidentifikasi dan dipilih berdasarkan ranking yang dihasilkan, yaitu <i>Ultrasonic Cleaning Method</i> .
2	Bhutia et. al (2012)	Application of AHP and TOPSIS Method for Supplier Selection Problem	Mengidentifikasi dan memilih pemasok terbaik bagi perusahaan dari 30 pemasok yang berdasarkan empat kriteria yang telah ditentukan	PC-AHP, TOPSIS	Pemasok terbaik diidentifikasi dan dipilih berdasarkan urutan atau ranking hasil perhitungan AHP dan TOPSIS
3	Risang Raheditya (2014)	Pemilihan Keputusan Proyek Dalam Upaya Mempertahankan Produksi Gas Lapangan Offshore L-Parigi	Menentukan keputusan yang tepat pada proyek pemasangan booster kompressor melalui beberapa skenario pemasangan baik pada offshore maupun onshore dalam upaya mempertahankan produksi gas bumi di lapangan	AHP, TOPSIS	Skenario pemasangan booster kompressor terpilih yaitu di lokasi offshore dengan membangun platform baru dan beroperasi pada tekanan operasional (suction) 30 psia.
4	Dian Maulana (2015)	Penentuan Waktu dan Lingkup Pemeriksaan Berkala Anjungan Lepas Pantai di PT XYZ menggunakan integrasi metode AHP dan <i>Risk Based Inspection</i>	Menentukan waktu (interval) dan lingkup pemeriksaan (scope of work) yang tepat untuk anjungan lepas pantai di PT XYZ	AHP, Risk Based Inspection (RBI)	Diperoleh waktu dan ruang lingkup pemeriksaan anjungan lepas pantai yang sesuai dengan tingkat resiko (PoF x CoF)
5	Ratno Wijonarko (2016)	Penentuan Prioritas Perbaikan Pipa Penyalur pada Anjungan Produksi Minyak dan Gas Bumi Lepas Pantai dengan metode AHP dan TOPSIS	Menentukan proyek pekerjaan perbaikan pipa penyalur yang tepat agar penggunaan sumber daya Perusahaan lebih optimal	Risk Management, PC-AHP, dan TOPSIS	Diperoleh pekerjaan perbaikan pipa yang paling sesuai dengan kriteria perusahaan

**Halaman ini sengaja dikosongkan**

## **BAB 3**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

Pada bab ini diuraikan tahapan dalam pelaksanaan penelitian yang memberi gambaran menyeluruh proses penelitian. Diagram alir metode penelitian bisa dilihat pada gambar 3.1.

#### **3.1 Identifikasi Permasalahan**

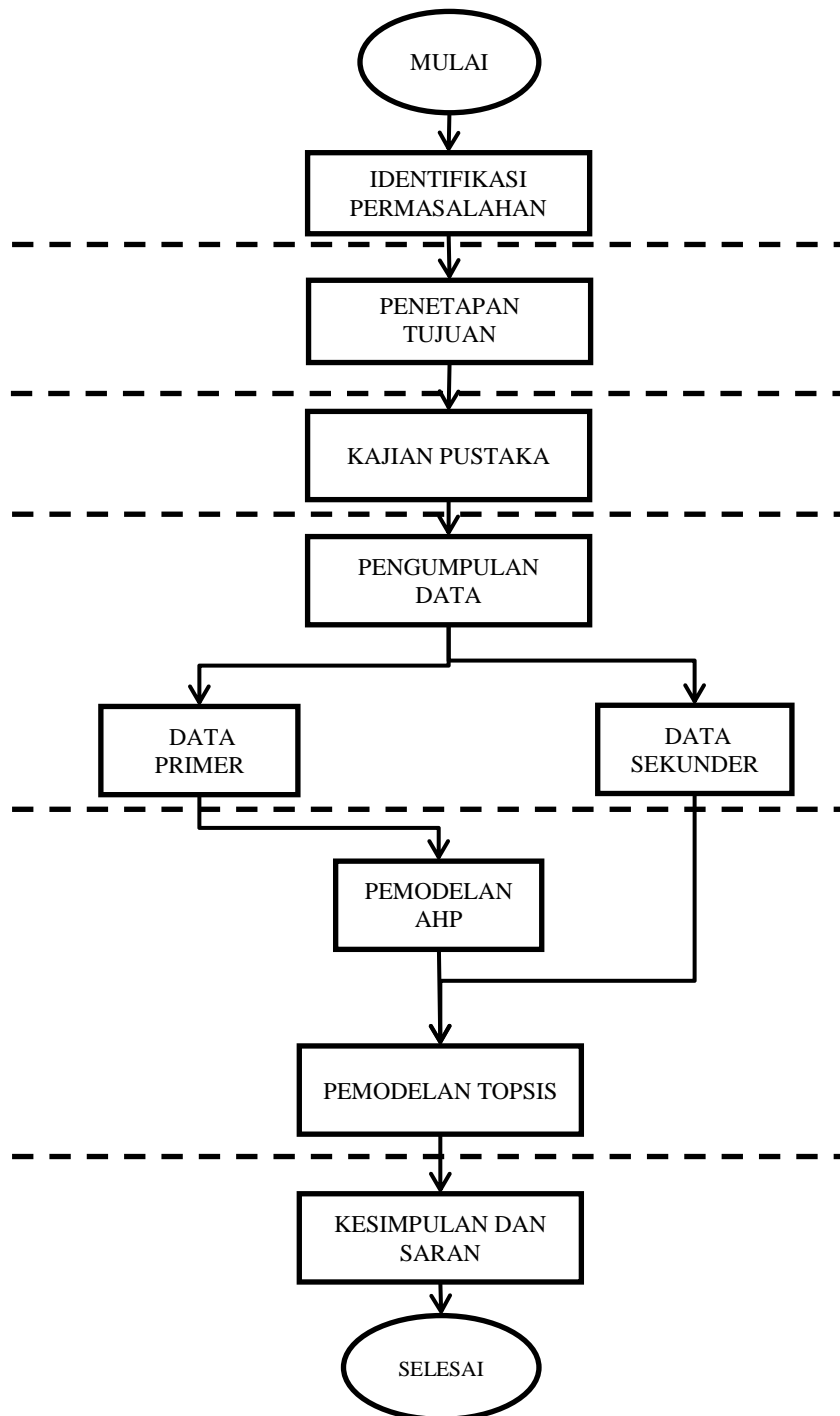
Pada tahap ini dilakukan identifikasi permasalahan yang mendasari penelitian ini. Permasalahan yang diangkat dalam penelitian ini adalah kondisi nyata di perusahaan PT CPX Balikpapan terutama di wilayah kerja lepas pantai dalam menentukan prioritas pekerjaan perbaikan pipa penyalur pada anjungan minyak dan gas bumi (*platform*). Saat ini belum ada metode prioritisasi pekerjaan yang mempunyai tingkat resiko yang sama menurut *RiskMan2 Study* standard Perusahaan.

#### **3.2 Penetapan Tujuan Penelitian**

Tujuan penelitian ini adalah untuk menetapkan prioritas pekerjaan perbaikan pipa penyalur (pada bagian *riser*) di anjungan lepas pantai. Proses *RiskMan2 Study* standard yang dimiliki perusahaan mempunyai keterbatasan, dimana ambang batas *consequence of failure* terlalu besar untuk ukuran Operasional PT CPX Balikpapan di Kalimantan Timur, sehingga banyak pekerjaan perbaikan mempunyai tingkat resiko yang sama, yaitu pada *risk ranking* 5.

Pengambil keputusan atau kepala lapangan migas menentukan prioritas secara subyektif dan sering tidak konsisten terhadap kriteria yang ada. Kadang-kadang prioritas pekerjaan didasarkan pada dampaknya terhadap *safety*, tetapi sering kali keputusan tersebut didasari juga pada faktor *impact* terhadap produksi (*assets*). Tidak ada kesepakatan diantara pengambil keputusan, karena masing-masing menginginkan pekerjaan di area mereka dikerjakan lebih dahulu. Tidak adanya kesepakatan ini menyebabkan perencanaan pekerjaan menjadi sulit

dilakukan. Masalah ini akan diminimalisir dengan menerapkan kombinasi metode AHP dan TOPSIS yang akan digunakan dalam penelitian ini.



**Gambar 3.1** Tahapan Penelitian

### 3.3 Studi Kepustakaan

Referensi yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan melakukan studi literatur baik berupa buku, jurnal ilmiah, dan karya tulis lainnya yang mendukung penyelesaian masalah di dalam penelitian. Literatur-literatur yang mendukung tersebut antara lain:

- *RiskMan2 Process Standard* yang dimiliki *CPX Corporation* dan telah diterapkan di PT. CPX Balikpapan
- Metode *Analytical Hierarchy Process* (AHP) untuk menentukan bobot criteria dan sub-kriteria yang digunakan dalam pengambilan keputusan
- Metode TOPSIS untuk meranking alternatif-alternatif berdasarkan kriteria yang ada
- Jurnal-jurnal yang berkaitan dengan penerapan integrasi metode AHP dan TOPSIS untuk memilih alternatif terbaik berdasarkan kriteria yang sudah ditentukan

### 3.4 Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan peneliti dengan cara mengevaluasi data internal perusahaan dan melakukan wawancara atau diskusi secara langsung dalam *Focus Group Discussion* (FGD). Data yang diperoleh adalah data primer dan data sekunder.

#### 3.4.1 Data Primer

Pengumpulan data primer dilakukan dengan *Focus Group Discussion* (FGD) dengan pengambil keputusan dan para ahli yang bekerja di PT CPX Balikpapan Kalimantan Timur. Di PT. CPX Balikpapan karyawan yang berperan menjadi pengambil keputusan disini adalah Kepala Lapangan Migas atau yang mewakili yaitu jabatan setingkat *Manager*, *Team Manager* atau *Team Leader Operation* dan *Team Manager* dari Departemen *Facilities Engineering*. Sedangkan ahli yang dimaksud dalam penelitian ini adalah para *Engineer* dan *Specialist* pada bidang-bidang seperti: *Production/Operation*, *Reliability* dan *Integrity*, dan HSE (*Health, Environment, and Safety*).

*Focus Group Discussion* (FGD) perlu dilakukan untuk memperoleh pendapat dari pengambil keputusan dan para ahli dalam perusahaan mengenai prioritas pekerjaan perbaikan untuk kemudian diolah dan diinterpretasikan hasilnya. FGD juga digunakan sebagai sarana untuk memvalidasi data hasil *RiskMan2 Study* tahun 2012. Data tersebut kemungkinan sudah tidak 100% akurat dengan kondisi operasi saat ini (2016) sehingga perlu di validasi. Proses *RiskMan2 Study* sendiri secara regular dilakukan oleh PT. CPX setiap lima tahun sekali untuk meng-update data study sebelumnya.

### **3.4.2 Data Sekunder**

Data sekunder adalah data pendukung yang berkaitan dengan tujuan penelitian yang diperoleh dari data yang ada di perusahaan PT CPX Balikpapan. Yang termasuk data sekunder dalam penelitian ini antara lain data produksi, inspeksi, perawatan, data hasil *RiskMan2 Study* yang telah dilakukan dan data-data lain yang diperlukan.

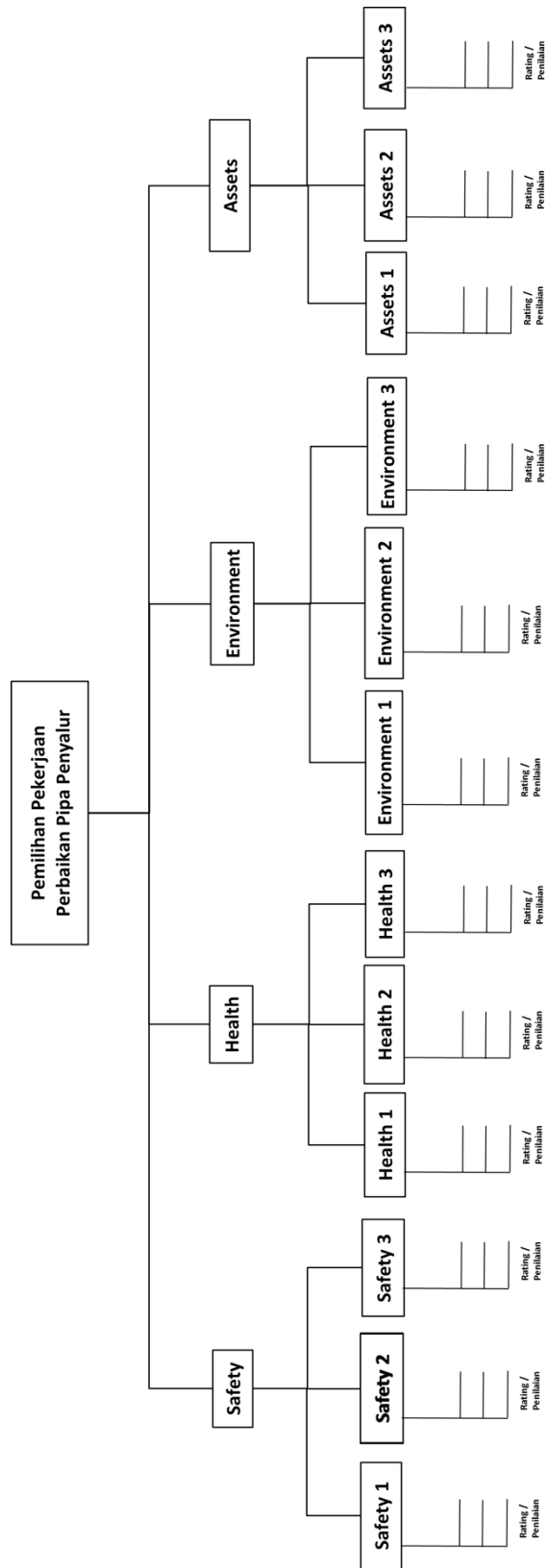
## **3.5 Pengolahan dan Analisa Data**

### **3.5.1 Penentuan prioritas dan pembobotan faktor dengan menggunakan AHP**

Metode *Analytical Hierarchy Process* (AHP) dalam penelitian ini digunakan untuk:

1. Menentukan kriteria dan sub-kriteria mana yang lebih penting dari *consequences of failure* (CoF) yang digunakan sebagai faktor dalam pengambilan keputusan.
2. Menentukan bobot dari masing-masing faktor tersebut. Bobot yang lebih besar menandakan bahwa sebuah faktor lebih penting dari faktor yang lain. Gambar 3.2 menjelaskan struktur hierarki keputusan dalam penelitian ini, yang terdiri dari kriteria dan sub-kriteria *consequences of failure* (CoF) sebagai faktor yang digunakan dalam pengambilan keputusan. Faktor-faktor tersebut (sesuai tabel 2.3) akan digunakan untuk perhitungan menggunakan metode TOPSIS.





**Gambar 3.2** Struktur Hierarki Keputusan

### 3.5.2 Meranking alternatif dengan metode TOPSIS

Selanjutnya hasil perhitungan AHP akan diintegrasikan dengan data sekunder yang sudah di validasi untuk menyusun matrix keputusan sesuai metode TOPSIS. Penggunaan metode TOPSIS dalam penelitian ini bertujuan untuk meranking semua alternatif proyek perbaikan pipa penyalur berdasarkan kedekatan relatif terhadap solusi ideal (*ideal solution*). Metode TOPSIS dipilih karena prosesnya yang sesuai dengan data-data yang dimiliki PT. CPX. Hasil perhitungan dari metode TOPSIS ini adalah alternatif-alternatif yang sudah diranking sesuai dengan faktor-faktor yang ada dalam AHP. Dengan kata lain pekerjaan-pekerjaan perbaikan pipa penyalur sudah bisa diprioritaskan berdasarkan hasil perhitungan tersebut.

### 3.5.3 Langkah-langkah penggunaan metode AHP dan TOPSIS

- **AHP**

- 1) Memilih responden atau peserta yang dilibatkan didalam proses *focus group discussions* (FGD).

Peserta FGD disini minimal harus berpendidikan sarjana dan sudah berpengalaman lebih dari 5 tahun dalam industri migas. Peserta FGD-1 adalah orang yang berperan sebagai pengambil keputusan dalam pekerjaan perbaikan pipa penyalur. Peserta FGD-2 adalah para ahli dalam perusahaan yang berprofesi sebagai *Engineer* atau *Specialist*.

- 2) Mengidentifikasi kriteria dan sub-kriteria yang digunakan.

Kriteria yang digunakan dalam penelitian ini sesuai dengan kriteria yang ada didalam proses *RiskMan2* Perusahaan, yaitu *safety*, *health*, *environment*, dan *assets*. Sub-kriteria yang dipakai juga disesuaikan dengan sub-kriteria didalam proses *RiskMan2* khususnya sesuai dengan sub-kriteria *risk ranking* 5.

- 3) Mengidentifikasi alternatif-alternatif

Alternatif yang dimaksud disini adalah semua pipa penyalur yang mengalami kerusakan dan mempunyai tingkat resiko (*risk ranking*) 5 menurut *RiskMan2* Process.

- 4) Membuat hierarki keputusan

5) Melakukan *pairwise comparison* terhadap masing-masing kriteria dan sub-kriteria.

6) Menghitung bobot kriteria dan sub-kriteria, serta rasio konsistensi.

Langkah-langkah perhitungan metode AHP tersebut dilakukan didalam *Software Expert Choice 11*.

- **TOPSIS**

1) Membuat matriks keputusan, dengan bobot kriteria hasil perhitungan metode AHP

2) Menghitung matriks keputusan ternormalisasi terbobot

3) Mengitung nilai solusi ideal positif dan solusi ideal negatif

4) Menghitung jarak masing-masing alternatif dengan solusi ideal positif dan ideal negatif

5) Meranking alternatif berdasarkan jarak relatif alternatif tersebut dengan solusi ideal positif dan ideal negatif

### **3.6 Kesimpulan dan Saran**

Hasil akhir dari penelitian ini adalah membuat kesimpulan yang diperoleh dari proses penelitian dan kemudian memberikan saran atau rekomendasi tentang pekerjaan-pekerjaan perbaikan pipa penyalur yang perlu diprioritaskan oleh PT CPX Balikpapan.

**Halaman ini sengaja dikosongkan**

## BAB 4

### PENGUMPULAN DAN PENGOLAHAN DATA

#### 4.1 Deskripsi Proyek

Pipa penyalur adalah bagian dari proses peralatan produksi migas yang sangat penting karena fungsinya untuk menyalurkan minyak bumi maupun gas dari suatu anjungan produksi ke anjungan yang lain, serta dari lapangan migas di lepas pantai (*offshore*) ke fasilitas pengolahan di daratan (*onshore terminal*). Beberapa tipe dan fungsi pipa penyalur dalam proses produksi migas di lepas pantai antara lain adalah sebagai berikut:

- *Oil Pipeline*  
Pipa penyalur yang mengalirkan minyak bumi dan semua BS&W (basic sedimen and water) hasil produksi
- *Gas Pipeline*  
Pipa penyalur yang mengalirkan gas hasil produksi dari suatu anjungan ke anjungan yang lain
- *Gas Lift Pipeline*  
Pipa penyalur yang mengalirkan gas dari anjungan compressor ke sumur-sumur minyak yang berfungsi untuk meningkatkan produksi migas

Kerusakan pipa penyalur umumnya terjadi pada bagian *riser* dimana bagian tersebut berada pada area splash zone yang tingkat korosinya sangat tinggi. Gambar 4.1 menunjukkan kerusakan bagian *riser* pada pipa penyalur.



**Gambar 4.1** Kerusakan pada bagian *riser* pipa penyalur akibat korosi (PT CPX Balikpapan, 2015)

Untuk memperbaiki kerusakan tersebut, ada beberapa cara yang bias dilakukan sesuai penjelasan dalam Bab 2 (Kajian Pustaka). Dalam penelitian ini, perbaikan yang dilakukan adalah dengan cara *cut and replace*, yaitu dengan cara memotong bagian pipa yang rusak dan kemudian diganti dengan pipa yang baru yang sejenis. Langkah-langkah yang dilakukan dalam perbaikan ini adalah sebagai berikut:

- a. Melakukan *site survey*, membuat gambar, dan melakukan fabrikasi pipa pengganti. Fabrikasi dilakukan di *fabrication yard* di *onshore terminal*.
- b. Mobilisasi semua peralatan yang dibutuhkan, termasuk pipa pengganti yang telah difabrikasi. Mobilisasi dilakukan dengan *construction barge* yang mempunyai alat angkat (*crane*).
- c. Memasang *scaffolding* (perancah) untuk akses dan area kerja bagi pekerja yang melakukan perbaikan
- d. Melakukan isolasi proses, *bleed off* (membuang fluida bertekanan yang ada didalam pipa), dan *flushing* (membilas bagian dalam pipa dengan fluida yang tidak bisa atau sulit terbakar)
- e. Melakukan pergantian bagian pipa (*riser*) dengan cara memotong bagian yang rusak dan diganti dengan pipa baru yang sudah disiapkan. Proses penggantian ini menggunakan cara *cutting and welding*.
- f. Melakukan de-isolasi proses dan memulai proses produksi seperti semula.
- g. Melakukan de-konstruksi perancah dan demobilisasi semua peralatan pendukung.

Gambar 4.2 sampai dengan 4.5 adalah beberapa contoh pekerjaan konstruksi untuk penggantian *riser* di anjungan produksi migas lepas pantai.



**Gambar 4.2** Mobilisasi dan pengangkatan peralatan menggunakan *crane* dan *construction barge* (PT CPX Balikpapan, 2015)



**Gambar 4.3** Pemasangan *scaffolding* (perancah) untuk akses dan area kerja (PT CPX Balikpapan, 2015)



**Gambar 4.4** Persiapan untuk pekerjaan pengelasan (PT CPX Balikpapan, 2015)



**Gambar 4.5** Riser baru yang sudah terpasang (PT CPX Balikpapan, 2015)

Daftar pipa penyalur yang mengalami kerusakan disajikan dalam lampiran. Total ada 22 pipa penyalur (riser) yang masuk dalam batasan penelitian ini. Pipa-pipa tersebut yang akan menjadi *alternatives* dalam proyek perbaikan yang dimaksud pada penelitian ini.

## 4.2 Pengumpulan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data primer dan data sekunder sebagai berikut:



#### 4.2.1 Data Primer

Data primer merupakan data yang dikumpulkan langsung oleh peneliti dalam *focus group discussion* (FGD) dengan para pengambil keputusan dan para ahli dalam perusahaan. Pada penelitian ini peneliti mengadakan dua kali *focus group discussion* dengan rincian sebagai berikut:

**a. Focus Group Discussion 1 (FGD-1)**

Tujuan dari *focus group discussion* ini adalah untuk mengkaji dan mengetahui lebih dalam kriteria-kriteria apa saja yang menurut pengambil keputusan penting dalam pengambilan keputusan proyek perbaikan pipa penyalur. Peserta dalam *focus group discussion* ini adalah para pengambil keputusan dari masing-masing fungsi atau departemen dan lokasi lapangan migas yang ada di PT CPX Balikpapan.

Obyektif dari diskusi ini adalah untuk mendapatkan konsensus atau kesepakatan dari peserta tentang *comparative judgments* dari kriteria dan sub-kriteria pengambilan keputusan. Hasil dari *comparative judgment* tersebut akan diolah dengan metode AHP untuk mendapatkan bobot dari masing-masing kriteria dan sub-kriteria. Tabel 4.1 menjelaskan daftar peserta, jabatan, dan tanggung jawab mereka didalam perusahaan dan khususnya didalam proyek perbaikan pipa penyalur. Daftar hadir diskusi ini bisa dilihat dalam lampiran.

**Tabel 4.1.** Daftar Peserta Diskusi FGD-1

No.	Nama	Jabatan	Masa Kerja (tahun)	Tugas dan Tanggung Jawab
1	Suhartono	<i>Team Manager Reliability Engineering &amp; Asset Integrity</i>	26	Memastikan Reliability dan Integrity Peralatan Produksi PT CPX. Memimpin 21 personil yang terdiri dari <i>Engineer</i> dan <i>Specialist</i> dalam bidang <i>Reliability</i> dan <i>Integrity</i>
2	Wimbo Widjokongko	<i>Team Manager Construction Project</i>	15	Bertanggung jawab terhadap seluruh pekerjaan konstruksi di PT CPX, termasuk perbaikan pipa penyalur. Memimpin 18 orang ( <i>direct report</i> ) <i>Engineer</i> dan <i>Supervisor Construction Project</i> , dan ratusan orang pekerja konstruksi ( <i>in-direct report</i> )

**Tabel 4.1.** Daftar Peserta Diskusi FGD-1 (lanjutan)

No.	Nama	Jabatan	Masa Kerja (tahun)	Tugas dan Tanggung Jawab
3	Didik Riswantono	<i>Team Manager North Offshore Operation</i>	26	Bertanggung jawab terhadap semua proses produksi migas di area <i>North Area Offshore Operation</i> . Memimpin sekitar 50 orang personil yang terdiri dari <i>Supervisor</i> dan <i>Operator Produksi</i> .
4	Danny Andryanto	<i>Team Manager South Offshore Operation</i>	24	Bertanggung jawab terhadap semua proses produksi migas di <i>area South Area Offshore Operation</i> . Memimpin sekitar 40 orang personil yang terdiri dari <i>Supervisor</i> dan <i>Operator Produksi</i> .
5	Muhammad Shodiq	<i>Team Leader Turn Around and Planning</i>	18	Bertanggung jawab untuk merencanakan pekerjaan-pekerjaan pemeliharaan dan proyek yang ada di PT CPX. Memimpin 14 orang <i>Maintenance Planner</i> .
6	Ratno Wijonarko	<i>Asset Integrity Engineer</i>	12	moderator diskusi - peneliti

Sumber: PT CPX Balikpapan, 2016

**b. Focus Group Discussion 2 (FGD-2)**

Tujuan dari diskusi ini adalah untuk melakukan validasi terhadap data hasil *RiskMan2 Process* yang sudah dilakukan sejak tahun 2012. Validasi dilakukan dengan menggunakan data-data yang ada saat ini (2016) dan penilaian oleh para ahli (*expert judgment*). Peserta dalam diskusi ini terdiri dari para ahli di bidang *Asset Integrity*, *Reliability*, *Pipeline*, *Corrosion*, *QA/QC*, *HSE*, *Lifting & Rigging* dan *Operation/Production*. Mereka adalah karyawan perusahaan yang berprofesi sebagai *Engineer* dan *Specialist*.

Obyektif dari diskusi ini adalah melakukan penilaian tingkat kesesuaian kerusakan (*consequences of failure*) apabila terjadi kegagalan (kebocoran) pada bagian *riser* pipa penyalur. Tingkat kesesuaian kerusakan yang dimaksud adalah kesesuaian terhadap faktor-faktor yang sudah disampaikan sebelumnya didalam Bab 3, yaitu *Safety-1/2/3*, *Health-1/2/3*, *Environtment-1/2/3*, dan *Assets-1/2/3*. Penilaian dilakukan dengan menggunakan tabel 4.2.

**Tabel 4.2** Penilaian kesesuaian tingkat kerusakan terhadap factor *consequences of failure* (COF)

<b>Score</b>	<b>Penilaian</b>	<b>Keterangan</b>
9	Sangat Sesuai	Tingkat kerusakan sangat sesuai dengan faktor <i>CoF</i>
7	Sesuai	Tingkat kerusakan sesuai dengan factor <i>CoF</i>
5	Kurang Sesuai	Tingkat kerusakan kurang sesuai dengan faktor <i>CoF</i>
3	Tidak Sesuai	Tingkat kerusakan tidak sesuai dengan factor <i>CoF</i>

Daftar peserta, jabatan, dan tanggung jawab masing-masing peserta diskusi ini bisa dilihat dalam table 4.3.

**Tabel 4.3** Daftar Peserta Diskusi FGD-2

<b>No.</b>	<b>Nama</b>	<b>Jabatan</b>	<b>Masa Kerja (tahun)</b>	<b>Tanggung Jawab</b>
1	Dian Maulana	<i>Lead Inspection and Certification</i>	13	Mengkoordinasikan pekerjaan inspeksi dan sertifikasi peralatan produksi
2	Edyos Wyndu Saleppang	<i>Corrosion Engineer</i>	8	Membuat program untuk pencegahan dan penanggulangan korosi
3	Dedi Iskal	<i>Asset Integrity Specialist</i>	16	Melakukan pekerjaan inspeksi dan sertifikasi, dengan dibantu oleh <i>inspector</i> dan <i>examiner</i>
4	Christy Sicilia	<i>Pipeline Engineer</i>	10	Bertanggung jawab memastikan integritas pipa penyalur dan mengatur program <i>intelligent pigging</i>
5	Yan Fuadi	<i>Health Environment &amp; Safety (HSE) Engineer</i>	10	Membuat dan melaksanakan program untuk menjaga Health, Environment, dan Safety di area operasi PT CPX.
6	Onny Hermawan	<i>Operation Specialist</i>	14	Membantu TM Offshore Operation dalam merencanakan proses produksi dan operasi.
7	Maulana Hendra Wahyudi	<i>QA/QC Engineer</i>	12	Memsatikan pekerjaan konstruksi terutama yang berkaitan dengan pengelasan ( <i>welding</i> ) memenuhi standard yang berlaku.
8	Dian Afrianti	<i>Lifting Engineer</i>	12	Bertanggung jawab untuk memastikan pekerjaan pengangkatan dilakukan dengan aman sesuai standard

**Tabel 4.3** Daftar Peserta Diskusi FGD-2 (lanjutan)

No.	Nama	Jabatan	Masa Kerja (tahun)	Tanggung Jawab
9	Suhartono	<i>Team Manager Reliability Engineering &amp; Asset Integrity</i>	26	Memastikan Reliability dan Integrity Peralatan Produksi PT CPX. Memimpin 21 personil yang terdiri dari <i>Engineer</i> dan <i>Specialist</i> dalam bidang <i>Reliability</i> dan <i>Integrity</i>
10	Ratno Wijonarko	<i>Asset Integrity Engineer</i> (moderator diskusi/peneliti)	12	Merencanakan dan menjalankan <i>Program Asset Integrity Management</i> . Melapor kepada <i>TM Reliability &amp; Asset Integrity</i> .

Sumber: PT CPX Balikpapan, 2016

#### 4.2.2 Data Sekunder

Data sekunder merupakan data yang sudah tersedia dalam perusahaan yang berupa data dokumenter. Berikut ini yang termasuk data sekunder yang digunakan dalam penelitian ini:

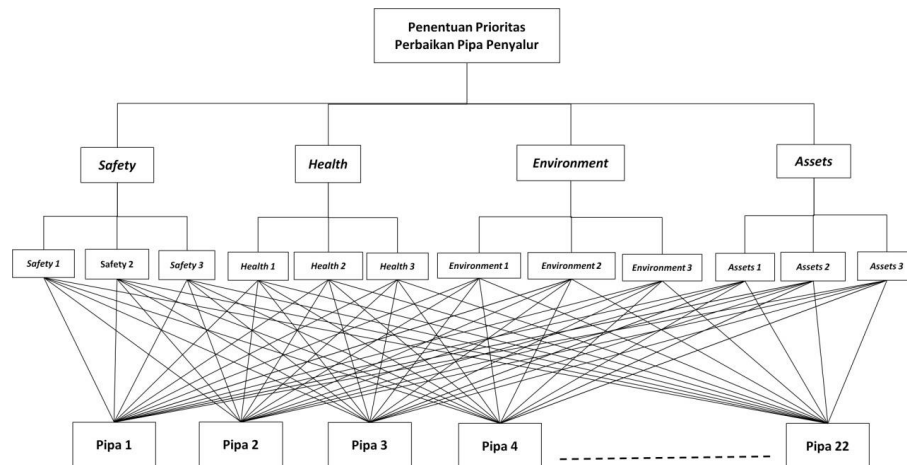
- Data *RiskMan2 Study* 2012, yaitu data *Baseline HAZOP* dan *Baseline IHAZID*
- Data produksi minyak dan gas dari masing-masing anjungan lepas pantai saat ini
- Data Parameter Operasi (*operating parameter*) yang berupa data *pressure, temperature, flowrate*, dan lain-lain.
- Data hasil inspeksi yang dilakukan oleh tim *Asset Integrity* perusahaan
- *Piping and Instrumentation Diagram* (PID)
- *Process Flow Diagram* (PFD)
- *Equipment Static Data* (*Equipment Specification*)
- Dan lain-lain bila diperlukan dalam diskusi.

#### 4.3 Pengolahan Data

##### 4.3.1 Perhitungan Bobot Kriteria dan Sub-kriteria menggunakan metode AHP

Dalam penelitian ini metode AHP digunakan untuk menghitung bobot kriteria dan sub-kriteria. Perhitungan dilakukan berdasarkan hasil *comparative judgment* dari FGD-1, kemudian diolah dengan menggunakan software *Expert*

*Choice*. Gambar 4.6 adalah Struktur hierarki penentuan prioritas perbaikan pipa penyalur berdasarkan kriteria dan sub-kriteria yang ada.



**Gambar 4.6** Struktur hierarki penentuan prioritas perbaikan pipa penyalur.

Berdasarkan perhitungan menggunakan *software Expert Choice*, diperoleh bobot lokal dan global dari masing-masing kriteria dan sub-kriteria, yang disajikan dalam tabel 4.4 dan tabel 4.5.

**Tabel 4.4** Bobot Lokal dan Bobot Global Kriteria

No.	Kriteria	Bobot Lokal	Bobot Global	Ranking
1	Safety	0.433	0.433	1
2	Health	0.307	0.307	2
3	Environment	0.107	0.107	4
4	Assets	0.152	0.152	3

Bobot lokal menyatakan relative pentingnya sebuah elemen dibandingkan dengan elemen lainnya yang masih berada didalam satu induk (aplikasi untuk satu level, misalnya level A, B, dan C saja). Sedangkan bobot global menyatakan pentingnya suatu elemen terhadap tujuan keseluruhan (aplikasi untuk semua level).

**Tabel 4.5** Bobot Lokal dan Bobot Global Sub-kriteria

No.	Sub-Kriteria	Bobot Lokal	Bobot Global	Ranking
1	Safety-1	0.488	0.211	1
2	Safety-2	0.321	0.139	3
3	Safety-3	0.192	0.083	5
4	Health-1	0.470	0.144	2
5	Health-2	0.313	0.096	4
6	Health-3	0.217	0.067	6
7	Environtment-1	0.391	0.042	9
8	Environtment-2	0.320	0.034	11
9	Environtment-3	0.289	0.031	12
10	Assets-1	0.420	0.064	7
11	Assets-2	0.323	0.049	8
12	Assets-3	0.257	0.039	10

#### **4.3.2 Perhitungan Ideal Solution Menggunakan *Technique for Order Preferences by Similarity to Ideal Solution* (TOPSIS)**

Metode TOPSIS digunakan untuk merangking alternatif-alternatif proyek perbaikan pipa yang ada dengan cara membuat matriks keputusan dan memberikan penilaian terhadap kesesuaian tingkat kerusakan terhadap faktor (sub-kriteria) apabila terjadi kegagalan pipa penyalur. Penilaian ini adalah hasil dari FGD-2 dan validasi terhadap data sekunder yang digunakan dalam penelitian. Data hasil FGD-2 ini kemudian diolah menggunakan metode TOPSIS, dengan bobot dari masing-masing faktor yang sudah diperoleh dari hasil perhitungan AHP *software Expert Choice*.

Berikut ini langkah-langkah pengolahan data menggunakan metode TOPSIS:

- a. Membuat Matriks Keputusan

Tabel 4.6 adalah matriks keputusan yang disusun dengan kriteria (sub-kriteria) dari metode AHP dan alternatif-alternatif (pipa) yang masuk dalam *scope* penelitian ini. Nilai-nilai yang ada didalam tabel 4.6 tersebut diperoleh dari hasil diskusi FGD-2 dengan memperhatikan data sekunder dan menginterpretasikan tingkat kesesuaian *consequences of failure* (CoF) menggunakan tabel 4.2 sebagai acuan.

**Tabel 4.6** Matriks Keputusan

Alternatif	Kriteria											
	S1	S2	S3	H1	H2	H3	E1	E2	E3	A1	A2	A3
Pipa 1	7	7	5	5	7	5	5	7	3	5	7	5
Pipa 2	3	5	7	3	5	7	3	7	5	3	5	7
Pipa 3	9	7	7	7	7	7	5	7	5	7	7	3
Pipa 4	7	7	7	7	7	7	7	7	5	5	7	9
Pipa 5	5	7	7	5	7	7	7	7	7	5	7	7
Pipa 6	7	7	5	5	7	7	5	7	5	5	5	7
Pipa 7	7	7	5	5	7	7	5	7	5	5	7	7
Pipa 8	5	7	7	5	7	7	7	7	5	3	5	7
Pipa 9	7	7	5	5	7	7	5	7	5	3	5	7
Pipa 10	3	5	5	3	5	7	5	7	7	3	5	7
Pipa 11	3	3	5	3	5	7	7	7	5	3	5	7
Pipa 12	3	5	7	3	5	7	5	7	7	3	5	7
Pipa 13	3	5	5	3	5	7	7	7	5	3	5	7
Pipa 14	7	7	7	5	7	7	5	7	5	5	5	7
Pipa 15	7	9	7	7	7	5	5	7	5	5	5	7
Pipa 16	5	7	5	7	7	5	5	7	5	7	5	3
Pipa 17	7	7	7	7	7	5	5	7	5	5	5	7
Pipa 18	5	5	7	3	5	7	5	5	7	3	5	7
Pipa 19	5	5	7	3	5	7	5	5	7	5	7	5
Pipa 20	3	5	7	5	5	7	7	7	5	3	3	5
Pipa 21	5	7	7	5	7	7	5	5	7	3	3	5
Pipa 22	7	7	7	5	7	7	5	7	7	5	7	7
TOTAL	120	138	138	106	138	146	120	148	122	94	120	140

b. Menghitung Matriks Keputusan Ternormalisasi

Matriks keputusan tersebut perlu dinormalisasi sesuai prosedur dalam metode TOPSIS (persamaan 2.4). Normalisasi bertujuan untuk

menyederhanakan proses perhitungan. Tabel 4.7 menunjukkan hasil normalisasi terhadap Matriks Keputusan yang sudah disusun.

**Tabel 4.7** Matriks Keputusan Ternormalisasi

Alternatif	Kriteria											
	S1	S2	S3	H1	H2	H3	E1	E2	E3	A1	A2	A3
Pipa 1	0.0583	0.0507	0.0362	0.0472	0.0507	0.0342	0.0417	0.0473	0.0246	0.0532	0.0583	0.0357
Pipa 2	0.0250	0.0362	0.0507	0.0283	0.0362	0.0479	0.0250	0.0473	0.0410	0.0319	0.0417	0.0500
Pipa 3	0.0750	0.0507	0.0507	0.0660	0.0507	0.0479	0.0417	0.0473	0.0410	0.0745	0.0583	0.0214
Pipa 4	0.0583	0.0507	0.0507	0.0660	0.0507	0.0479	0.0583	0.0473	0.0410	0.0532	0.0583	0.0643
Pipa 5	0.0417	0.0507	0.0507	0.0472	0.0507	0.0479	0.0583	0.0473	0.0574	0.0532	0.0583	0.0500
Pipa 6	0.0583	0.0507	0.0362	0.0472	0.0507	0.0479	0.0417	0.0473	0.0410	0.0532	0.0417	0.0500
Pipa 7	0.0583	0.0507	0.0362	0.0472	0.0507	0.0479	0.0417	0.0473	0.0410	0.0532	0.0583	0.0500
Pipa 8	0.0417	0.0507	0.0507	0.0472	0.0507	0.0479	0.0583	0.0473	0.0410	0.0319	0.0417	0.0500
Pipa 9	0.0583	0.0507	0.0362	0.0472	0.0507	0.0479	0.0417	0.0473	0.0410	0.0319	0.0417	0.0500
Pipa 10	0.0250	0.0362	0.0362	0.0283	0.0362	0.0479	0.0417	0.0473	0.0574	0.0319	0.0417	0.0500
Pipa 11	0.0250	0.0217	0.0362	0.0283	0.0362	0.0479	0.0583	0.0473	0.0410	0.0319	0.0417	0.0500
Pipa 12	0.0250	0.0362	0.0507	0.0283	0.0362	0.0479	0.0417	0.0473	0.0574	0.0319	0.0417	0.0500
Pipa 13	0.0250	0.0362	0.0362	0.0283	0.0362	0.0479	0.0583	0.0473	0.0410	0.0319	0.0417	0.0500
Pipa 14	0.0583	0.0507	0.0507	0.0472	0.0507	0.0479	0.0417	0.0473	0.0410	0.0532	0.0417	0.0500
Pipa 15	0.0583	0.0652	0.0507	0.0660	0.0507	0.0342	0.0417	0.0473	0.0410	0.0532	0.0417	0.0500
Pipa 16	0.0417	0.0507	0.0362	0.0660	0.0507	0.0342	0.0417	0.0473	0.0410	0.0745	0.0417	0.0214
Pipa 17	0.0583	0.0507	0.0507	0.0660	0.0507	0.0342	0.0417	0.0473	0.0410	0.0532	0.0417	0.0500
Pipa 18	0.0417	0.0362	0.0507	0.0283	0.0362	0.0479	0.0417	0.0338	0.0574	0.0319	0.0417	0.0500
Pipa 19	0.0417	0.0362	0.0507	0.0283	0.0362	0.0479	0.0417	0.0338	0.0574	0.0532	0.0583	0.0357
Pipa 20	0.0250	0.0362	0.0507	0.0472	0.0362	0.0479	0.0583	0.0473	0.0410	0.0319	0.0250	0.0357
Pipa 21	0.0417	0.0507	0.0507	0.0472	0.0507	0.0479	0.0417	0.0338	0.0574	0.0319	0.0250	0.0357
Pipa 22	0.0583	0.0507	0.0507	0.0472	0.0507	0.0479	0.0417	0.0473	0.0574	0.0532	0.0583	0.0500

c. Menghitung Matriks Keputusan Ternormalisasi Terbobot

Pada matriks keputusan yang sudah ternormalisasi, selanjutnya dimasukkan dan dihitung bobot masing-masing kriteria yang sudah didapatkan dari perhitungan metode AHP untuk memperoleh matriks keputusan ternormalisasi terbobot, sesuai dengan persamaan 2.5. Tabel 4.8 menunjukkan matriks keputusan ternormalisasi terbobot.



**Tabel 4.8** Matriks Keputusan Ternormalisasi Terbobot

Kriteria												
Bobot	0.211	0.139	0.083	0.144	0.096	0.067	0.042	0.034	0.031	0.064	0.049	0.039
Alternatif	S1	S2	S3	H1	H2	H3	E1	E2	E3	A1	A2	A3
Pipa 1	0.0123	0.0071	0.0030	0.0068	0.0049	0.0023	0.0018	0.0016	0.0008	0.0034	0.0029	0.0014
Pipa 2	0.0053	0.0050	0.0042	0.0041	0.0035	0.0032	0.0011	0.0016	0.0013	0.0020	0.0020	0.0020
Pipa 3	0.0158	0.0071	0.0042	0.0095	0.0049	0.0032	0.0018	0.0016	0.0013	0.0048	0.0029	0.0008
Pipa 4	0.0123	0.0071	0.0042	0.0095	0.0049	0.0032	0.0025	0.0016	0.0013	0.0034	0.0029	0.0025
Pipa 5	0.0088	0.0071	0.0042	0.0068	0.0049	0.0032	0.0025	0.0016	0.0018	0.0034	0.0029	0.0020
Pipa 6	0.0123	0.0071	0.0030	0.0068	0.0049	0.0032	0.0018	0.0016	0.0013	0.0034	0.0020	0.0020
Pipa 7	0.0123	0.0071	0.0030	0.0068	0.0049	0.0032	0.0018	0.0016	0.0013	0.0034	0.0029	0.0020
Pipa 8	0.0088	0.0071	0.0042	0.0068	0.0049	0.0032	0.0025	0.0016	0.0013	0.0020	0.0020	0.0020
Pipa 9	0.0123	0.0071	0.0030	0.0068	0.0049	0.0032	0.0018	0.0016	0.0013	0.0020	0.0020	0.0020
Pipa 10	0.0053	0.0050	0.0030	0.0041	0.0035	0.0032	0.0018	0.0016	0.0018	0.0020	0.0020	0.0020
Pipa 11	0.0053	0.0030	0.0030	0.0041	0.0035	0.0032	0.0025	0.0016	0.0013	0.0020	0.0020	0.0020
Pipa 12	0.0053	0.0050	0.0042	0.0041	0.0035	0.0032	0.0018	0.0016	0.0018	0.0020	0.0020	0.0020
Pipa 13	0.0053	0.0050	0.0030	0.0041	0.0035	0.0032	0.0025	0.0016	0.0013	0.0020	0.0020	0.0020
Pipa 14	0.0123	0.0071	0.0042	0.0068	0.0049	0.0032	0.0018	0.0016	0.0013	0.0034	0.0020	0.0020
Pipa 15	0.0123	0.0091	0.0042	0.0095	0.0049	0.0023	0.0018	0.0016	0.0013	0.0034	0.0020	0.0020
Pipa 16	0.0088	0.0071	0.0030	0.0095	0.0049	0.0023	0.0018	0.0016	0.0013	0.0048	0.0020	0.0008
Pipa 17	0.0123	0.0071	0.0042	0.0095	0.0049	0.0023	0.0018	0.0016	0.0013	0.0034	0.0020	0.0020
Pipa 18	0.0088	0.0050	0.0042	0.0041	0.0035	0.0032	0.0018	0.0011	0.0018	0.0020	0.0020	0.0020
Pipa 19	0.0088	0.0050	0.0042	0.0041	0.0035	0.0032	0.0018	0.0011	0.0018	0.0034	0.0029	0.0014
Pipa 20	0.0053	0.0050	0.0042	0.0068	0.0035	0.0032	0.0025	0.0016	0.0013	0.0020	0.0012	0.0014
Pipa 21	0.0088	0.0071	0.0042	0.0068	0.0049	0.0032	0.0018	0.0011	0.0018	0.0020	0.0012	0.0014
Pipa 22	0.0123	0.0071	0.0042	0.0068	0.0049	0.0032	0.0018	0.0016	0.0018	0.0034	0.0029	0.0020

d. Menentukan solusi ideal positif ( $V^+$ ) dan solusi ideal negatif ( $V^-$ )

Setelah memperoleh matriks keputusan ternormalisasi terbobot, kemudian dihitung nilai solusi ideal positif dan solusi ideal negatif sesuai dengan persamaan 2.6. Tabel 4.9 dan tabel 4.10 adalah nilai solusi ideal positif dan solusi ideal negatif dari hasil perhitungan.

**Tabel 4.9** Solusi Ideal Positif

$V^+$	S1	S2	S3	H1	H2	H3	E1	E2	E3	A1	A2	A3
	0.0158	0.0091	0.0042	0.0095	0.0049	0.0032	0.0025	0.0016	0.0018	0.0048	0.0029	0.0025

**Tabel 4.10** Solusi Ideal Negatif

$V^-$	S1	S2	S3	H1	H2	H3	E1	E2	E3	A1	A2	A3
	0.0053	0.0030	0.0030	0.0041	0.0035	0.0023	0.0011	0.0011	0.0008	0.0020	0.0012	0.0008

- e. Menentukan jarak terhadap solusi ideal positif dan jarak terhadap solusi ideal negatif

Selanjutnya, jarak masing-masing alternatif terhadap solusi ideal positif dan solusi ideal negatif ditentukan dengan menggunakan persamaan 2.7 dan persamaan 2.8. Hasil perhitungannya ditampilkan dalam tabel 4.11 dan tabel 4.12.

**Tabel 4.11** Jarak terhadap Solusi Ideal Positif

Alternatif	S1	S2	S3	H1	H2	H3	E1	E2	E3	A1	A2	A3
Pipa 1	1.2E -05	4.1E -06	1.4E -06	7.4E -06	0.0E +00	8.4E -07	4.9E -07	0.0E +00	1.0E -06	1.9E -06	0.0E +00	1.2E -06
Pipa 2	1.1E -04	1.6E -05	0.0E +00	3.0E -05	1.9E -06	0.0E +00	2.0E -06	0.0E +00	2.6E -07	7.4E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 3	0.0E +00	4.1E -06	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	4.9E -07	0.0E +00	2.6E -07	0.0E +00	0.0E +00	2.8E -06
Pipa 4	1.2E -05	4.1E -06	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	2.6E -07	1.9E -06	0.0E +00	0.0E +00
Pipa 5	4.9E -05	4.1E -06	0.0E +00	7.4E -06	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	1.9E -06	0.0E +00	3.1E -07
Pipa 6	1.2E -05	4.1E -06	1.4E -06	7.4E -06	0.0E +00	0.0E +00	4.9E -07	0.0E +00	2.6E -07	1.9E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 7	1.2E -05	4.1E -06	1.4E -06	7.4E -06	0.0E +00	0.0E +00	4.9E -07	0.0E +00	2.6E -07	1.9E -06	0.0E +00	3.1E -07
Pipa 8	4.9E -05	4.1E -06	0.0E +00	7.4E -06	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	2.6E -07	7.4E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 9	1.2E -05	4.1E -06	1.4E -06	7.4E -06	0.0E +00	0.0E +00	4.9E -07	0.0E +00	2.6E -07	7.4E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 10	1.1E -04	1.6E -05	0.0E +00	3.0E -05	1.9E -06	0.0E +00	4.9E -07	0.0E +00	0.0E +00	7.4E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 11	1.1E -04	3.7E -05	1.4E -06	3.0E -05	1.9E -06	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	2.6E -07	7.4E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 12	1.1E -04	1.6E -05	0.0E +00	3.0E -05	1.9E -06	0.0E +00	4.9E -07	0.0E +00	0.0E +00	7.4E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 13	1.1E -04	1.6E -05	1.4E -06	3.0E -05	1.9E -06	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	2.6E -07	7.4E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 14	1.2E -05	4.1E -06	0.0E +00	7.4E -06	0.0E +00	0.0E +00	4.9E -07	0.0E +00	2.6E -07	1.9E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 15	1.2E -05	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	8.4E -07	4.9E -07	0.0E +00	2.6E -07	1.9E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 16	4.9E -05	4.1E -06	1.4E -06	0.0E +00	0.0E +00	8.4E -07	4.9E -07	0.0E +00	2.6E -07	0.0E +00	6.7E -07	2.8E -06
Pipa 17	1.2E -05	4.1E -06	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	8.4E -07	4.9E -07	0.0E +00	2.6E -07	1.9E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 18	4.9E -05	1.6E -05	0.0E +00	3.0E -05	1.9E -06	0.0E +00	4.9E -07	2.1E -07	0.0E +00	7.4E -06	6.7E -07	3.1E -07
Pipa 19	4.9E -05	1.6E -05	0.0E +00	3.0E -05	1.9E -06	0.0E +00	4.9E -07	2.1E -07	0.0E +00	1.9E -06	0.0E +00	1.2E -06
Pipa 20	1.1E -04	1.6E -05	0.0E +00	7.4E -06	1.9E -06	0.0E +00	0.0E +00	0.0E +00	2.6E -07	7.4E -06	2.7E -06	1.2E -06
Pipa 21	4.9E -05	4.1E -06	0.0E +00	7.4E -06	0.0E +00	0.0E +00	4.9E -07	2.1E -07	0.0E +00	7.4E -06	2.7E -06	1.2E -06
Pipa 22	1.2E -05	4.1E -06	0.0E +00	7.4E -06	0.0E +00	0.0E +00	4.9E -07	0.0E +00	0.0E +00	1.9E -06	0.0E +00	3.1E -07

Sebuah alternatif bisa dikatakan lebih disukai atau dipilih apabila mempunyai nilai jarak terkecil terhadap solusi ideal positif, dan sebaliknya

mempunyai nilai jarak terbesar terhadap solusi ideal negatif. Tabel 4.11 dan 4.12 menunjukkan jarak masing-masing alternatif terhadap solusi ideal positif dan solusi ideal negatif.

**Tabel 4.12** Jarak terhadap Solusi Ideal Negatif

Alternatif	S1	S2	S3	H1	H2	H3	E1	E2	E3	A1	A2	A3
Pipa 1	4.9E-05	1.6E-05	0.0E+00	7.4E-06	1.9E-06	0.0E+00	4.9E-07	2.1E-07	0.0E+00	1.9E-06	2.7E-06	3.1E-07
Pipa 2	0.0E+00	4.1E-06	1.4E-06	0.0E+00	0.0E+00	8.4E-07	0.0E+00	2.1E-07	2.6E-07	0.0E+00	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 3	1.1E-04	1.6E-05	1.4E-06	3.0E-05	1.9E-06	8.4E-07	4.9E-07	2.1E-07	2.6E-07	7.4E-06	2.7E-06	0.0E+00
Pipa 4	4.9E-05	1.6E-05	1.4E-06	3.0E-05	1.9E-06	8.4E-07	2.0E-06	2.1E-07	2.6E-07	1.9E-06	2.7E-06	2.8E-06
Pipa 5	1.2E-05	1.6E-05	1.4E-06	7.4E-06	1.9E-06	8.4E-07	2.0E-06	2.1E-07	1.0E-06	1.9E-06	2.7E-06	1.2E-06
Pipa 6	4.9E-05	1.6E-05	0.0E+00	7.4E-06	1.9E-06	8.4E-07	4.9E-07	2.1E-07	2.6E-07	1.9E-06	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 7	4.9E-05	1.6E-05	0.0E+00	7.4E-06	1.9E-06	8.4E-07	4.9E-07	2.1E-07	2.6E-07	1.9E-06	2.7E-06	1.2E-06
Pipa 8	1.2E-05	1.6E-05	1.4E-06	7.4E-06	1.9E-06	8.4E-07	2.0E-06	2.1E-07	2.6E-07	0.0E+00	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 9	4.9E-05	1.6E-05	0.0E+00	7.4E-06	1.9E-06	8.4E-07	4.9E-07	2.1E-07	2.6E-07	0.0E+00	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 10	0.0E+00	4.1E-06	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.4E-07	4.9E-07	2.1E-07	1.0E-06	0.0E+00	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 11	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.4E-07	2.0E-06	2.1E-07	2.6E-07	0.0E+00	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 12	0.0E+00	4.1E-06	1.4E-06	0.0E+00	0.0E+00	8.4E-07	4.9E-07	2.1E-07	1.0E-06	0.0E+00	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 13	0.0E+00	4.1E-06	0.0E+00	0.0E+00	0.0E+00	8.4E-07	2.0E-06	2.1E-07	2.6E-07	0.0E+00	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 14	4.9E-05	1.6E-05	1.4E-06	7.4E-06	1.9E-06	8.4E-07	4.9E-07	2.1E-07	2.6E-07	1.9E-06	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 15	4.9E-05	3.7E-05	1.4E-06	3.0E-05	1.9E-06	0.0E+00	4.9E-07	2.1E-07	2.6E-07	1.9E-06	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 16	1.2E-05	1.6E-05	0.0E+00	3.0E-05	1.9E-06	0.0E+00	4.9E-07	2.1E-07	2.6E-07	7.4E-06	6.7E-07	0.0E+00
Pipa 17	4.9E-05	1.6E-05	1.4E-06	3.0E-05	1.9E-06	0.0E+00	4.9E-07	2.1E-07	2.6E-07	1.9E-06	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 18	1.2E-05	4.1E-06	1.4E-06	0.0E+00	0.0E+00	8.4E-07	4.9E-07	0.0E+00	1.0E-06	0.0E+00	6.7E-07	1.2E-06
Pipa 19	1.2E-05	4.1E-06	1.4E-06	0.0E+00	0.0E+00	8.4E-07	4.9E-07	0.0E+00	1.0E-06	1.9E-06	2.7E-06	3.1E-07
Pipa 20	0.0E+00	4.1E-06	1.4E-06	7.4E-06	0.0E+00	8.4E-07	2.0E-06	2.1E-07	2.6E-07	0.0E+00	0.0E+00	3.1E-07
Pipa 21	1.2E-05	1.6E-05	1.4E-06	7.4E-06	1.9E-06	8.4E-07	4.9E-07	0.0E+00	1.0E-06	0.0E+00	0.0E+00	3.1E-07
Pipa 22	4.9E-05	1.6E-05	1.4E-06	7.4E-06	1.9E-06	8.4E-07	4.9E-07	2.1E-07	1.0E-06	1.9E-06	2.7E-06	1.2E-06

f. Menentukan nilai preferensi ( $V_i$ ) untuk setiap alternatif

Nilai preferensi menunjukkan apakah suatu alternatif lebih disukai daripada alternatif yang lain, dengan memperhatikan nilai jarak terhadap solusi ideal positif dan solusi ideal negatif sesuai dengan persamaan 2.9.

Dalam penelitian ini, urutan alternatif (prioritas perbaikan pipa) yang diperoleh dari hasil perhitungan adalah sesuai tabel 4.13. Nilai preferensi  $V_i$  yang lebih besar menunjukkan bahwa alternatif tersebut yang lebih baik untuk dipilih atau lebih diprioritaskan.

**Tabel 4.13** Nilai preferensi ( $V_i$ ) setiap alternatif

Alternatif	Nilai Preferensi ( $V_i$ )	Ranking
Pipa 1	0.6182	13
Pipa 2	0.1849	21
Pipa 3	0.8264	1
Pipa 4	0.7082	2
Pipa 5	0.4689	8
Pipa 6	0.6257	6
Pipa 7	0.6313	5
Pipa 8	0.4445	9
Pipa 9	0.6021	7
Pipa 10	0.1834	20
Pipa 11	0.1419	22
Pipa 12	0.1961	18
Pipa 13	0.1895	18
Pipa 14	0.6338	4
Pipa 15	0.7307	11
Pipa 16	0.5176	14
Pipa 17	0.6901	12
Pipa 18	0.3134	16
Pipa 19	0.3326	15
Pipa 20	0.2499	17
Pipa 21	0.4316	10
Pipa 22	0.6416	3

#### 4.4 Analisa dan Pembahasan

Pada bagian ini dijelaskan mengenai analisa terhadap pengambilan dan pengolahan data yang telah dilakukan. Analisa yang dilakukan adalah analisa terhadap bobot kriteria dan sub-kriteria yang diperoleh dari perhitungan AHP dengan *software Expert Choice* dan analisa terhadap prioritisasi pekerjaan perbaikan pipa hasil perhitungan dengan metode TOPSIS.

#### 4.4.1 Analisa bobot kriteria dan sub-kriteria berdasarkan metode AHP

Berdasarkan perhitungan bobot kriteria dan sub-kriteria dengan metode AHP, diperoleh bobot global yang ditampilkan dalam tabel 4.14.

**Tabel 4.14** Bobot global kriteria dan sub-kriteria

No.	Kriteria dan Sub-kriteria	Bobot
<b>1</b>	<b>Safety</b>	<b>0.433</b>
1.1	Safety-1	0.211
1.2	Safety-2	0.139
1.3	Safety-3	0.083
<b>2</b>	<b>Health</b>	<b>0.307</b>
2.1	Health-1	0.144
2.2	Health-2	0.096
2.3	Health-3	0.067
<b>3</b>	<b>Environment</b>	<b>0.107</b>
3.1	Environment-1	0.042
3.2	Environment-2	0.034
3.3	Environment-3	0.031
<b>4</b>	<b>Assets</b>	<b>0.152</b>
4.1	Assets-1	0.064
4.2	Assets-2	0.049
4.3	Assets-3	0.039

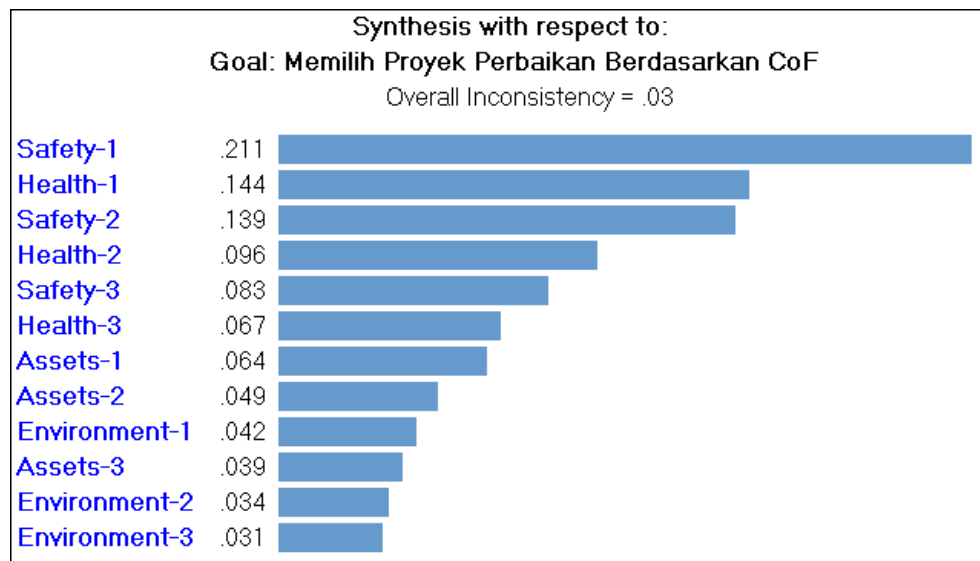
Rasio konsistensi dalam perhitungan tersebut adalah 0.03 sehingga bisa dikatakan perhitungan ini memenuhi persyaratan yang diperlukan dalam metode AHP (maksimum 10%).

Maulana (2016), melakukan penelitian tentang penentuan ruang lingkup dan frekuensi pemeriksaan anjungan produksi migas lepas pantai di PT CPX. Balikpapan. Dalam penelitian tersebut dilakukan penentuan prioritas faktor konsekuensi kegagalan pada anjungan produksi migas. Hasil penelitian

menunjukkan bahwa faktor *safety* memiliki bobot yang paling tinggi bila dibandingkan dengan faktor yang lain. Hal ini sama dengan hasil penelitian sekarang dimana factor *safety* tetap mempunyai bobot paling tinggi. Oleh karena itu, bisa disimpulkan bahwa pengambil keputusan di PT. CPX Balikpapan tetap konsisten bahwa keselamatan merupakan factor yang utama didalam perusahaan.

Salah satu nilai yang dijunjung tinggi di dalam CPX *Corporation* adalah melindungi karyawan dan lingkungan (*protecting people and environment*), yang dijelaskan dalam *Corporate Vision, Mission, and Values* sebagai berikut “*We place the highest priority on the health and safety of our workforce and protecting of our assets and the environment. We aim to be admired for world-class performance through disciplined application of our Operational Excellence Management System*”.

Berdasarkan hasil perhitungan bobot kriteria dan sub-kriteria diatas, tampak bahwa pengambil keputusan di PT CPX konsisten dengan nilai dari perusahaan dimana melindungi karyawan (*people*) adalah sesuatu yang lebih diutamakan. Hal ini bisa dilihat dari bobot kriteria *safety* dan *health* yang lebih tinggi dibandingkan dengan kriteria yang lain yaitu *environment* dan *assets*. Sedangkan untuk kriteria *assets* memiliki bobot yang lebih tinggi daripada *environment* menandakan bahwa para pengambil keputusan di PT CPX Balikpapan melihat bahwa *assets* lebih penting bagi perusahaan daripada *environment*. Hal ini bisa dimengerti mengingat *assets* merupakan sumber pendapatan dan keuntungan bagi perusahaan. Dengan *assets* yang bagus maka perusahaan dapat beroperasi dengan baik, termasuk melindungi lingkungan di sekitar operasi perusahaan. Gambar 4.7 menjelaskan lebih detail bobot atau prioritas dari masing-masing sub-kriteria menurut pengambil keputusan. Hasil pembobotan sub-kriteria tersebut kemudian digunakan sebagai acuan atau referensi didalam memprioritaskan proyek perbaikan pipa untuk semua fasilitas produksi lepas pantai di masa yang akan datang.



**Gambar 4.7** Prioritisasi sub-kriteria berdasarkan perhitungan metode AHP

#### 4.4.2 Analisa keputusan prioritisasi proyek berdasarkan metode TOPSIS

Dalam penelitian ini ada 22 pipa penyalur yang masuk dalam batasan permasalahan. Tujuan perhitungan dengan metode TOPSIS adalah untuk meranking atau memprioritaskan pipa-pipa tersebut, atau dengan kata lain pipa mana yang lebih penting untuk segera dikerjakan. Kriteria dan sub-kriteria, termasuk bobotnya masing-masing telah didapatkan dari perhitungan metode AHP dengan masukan hasil *comparative judgment* dari pengambil keputusan pada FGD-1. Selanjutnya, FGD-2 yang dilakukan dengan para ahli dalam perusahaan bertujuan untuk memberikan penilaian kesesuaian tingkat kerusakan dari masing-masing pipa dengan kriteria dan sub-kriteria yang ada. Sebagian dari data tersebut sebenarnya sudah ada dalam laporan hasil *Riskman2 Study* tahun 2012. Data tersebut kemudian divalidasi dan digunakan sebagai titik awal dalam penilaian.

Berdasarkan hasil diskusi dalam FGD-2 dan perhitungan dengan metode TOPSIS, diperoleh ranking prioritisasi perbaikan pipa seperti yang disajikan dalam tabel 4.15.

**Tabel 4.15** Ranking prioritisasi pipa berdasarkan metode TOPSIS

Alternatif	Nilai $V_i$	Ranking
Pipa 3	0.8264	1
Pipa 4	0.7082	2
Pipa 22	0.6416	3
Pipa 14	0.6338	4
Pipa 7	0.6313	5
Pipa 6	0.6257	6
Pipa 9	0.6021	7
Pipa 5	0.4689	8
Pipa 8	0.4445	9
Pipa 21	0.4316	10
Pipa 15	0.7307	11
Pipa 17	0.6901	12
Pipa 1	0.6182	13
Pipa 16	0.5176	14
Pipa 19	0.3326	15
Pipa 18	0.3134	16
Pipa 20	0.2499	17
Pipa 12	0.1961	18
Pipa 13	0.1895	18
Pipa 10	0.1834	20
Pipa 2	0.1849	21
Pipa 11	0.1419	22

Berdasarkan hasil perhitungan diatas terlihat bahwa Pipa 3 (*12" Outgoing Gas Pipeline from FPU to TLP-A*), Pipa 4 (*12" Outgoing Oil Pipeline from FPU to Santan*), dan Pipa 22 (*12" Gas Pipeline from "R" to Sierra*) menempati tiga ranking teratas. Artinya pipa-pipa tersebut perlu lebih diprioritaskan untuk dilakukan perbaikan dibandingkan pipa-pipa yang lain. *Riser* pipa 3 dan pipa 4 berada pada anjungan West Seno FPU, sedangkan *riser* pipa 22 berada di anjungan Sierra di Lapangan Migas Sepinggian. Semua anjungan tersebut adalah tipe *manned platform* atau selalu ada orang yang beraktifitas atau bekerja pada anjungan tersebut. Oleh karena itu, apabila terjadi kegagalan pipa maka *consequences of failure* yang berhubungan dengan keselamatan karyawan menjadi prioritas. Hal ini konsisten dengan keputusan para pengambil keputusan yang menempatkan *safety* atau keselamatan karyawan sebagai prioritas pertama (memiliki bobot faktor yang paling tinggi). Dengan demikian, urutan atau

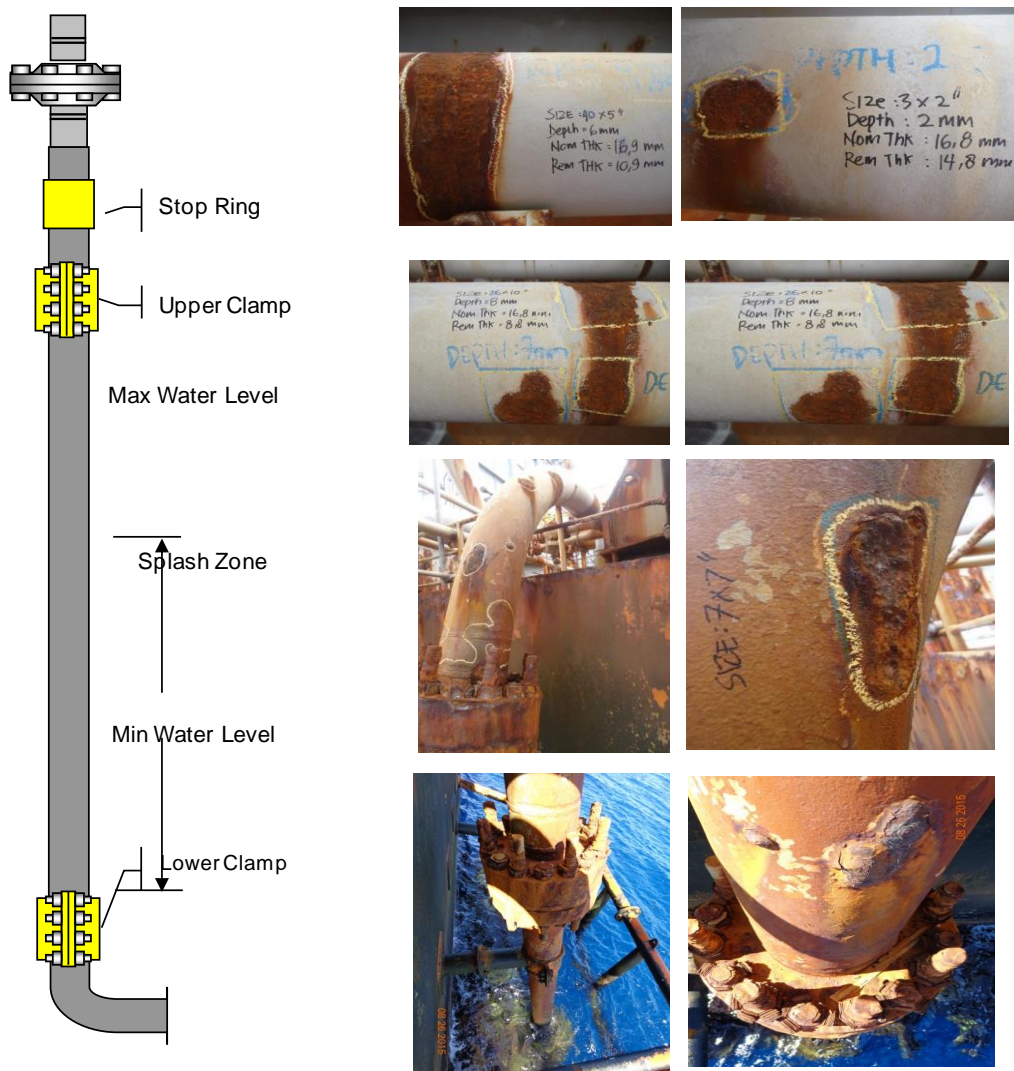


prioritisasi perbaikan pipa penyalur (*riser*) adalah sesuai dengan ranking di dalam tabel 4.15.

Pipa 3 adalah pipa berukuran 12 inchi yang digunakan untuk menyalurkan gas hasil produksi lapangan migas laut dalam (deepwater) PT CPX Balikpapan. Lapangan tersebut berada ditengah Selat Makasar dengan kedalaman laut sekitar 1000 meter. Produksi dari lapangan ini dikirim ke Terminal Pengolahan di daratan yaitu di Tanjung Santan, dengan menggunakan 2 buah pipa penyalur (pipa minyak dan pipa gas). Kedua pipa tersebut sangat penting bagi proses produksi migas dari lapangan laut dalam PT CPX. Apabila terjadi kegagalan atau kebocoron pada pipa tersebut, bisa berpotensi membahayakan keselamatan pekerja yang ada di lapangan West Seno, selain berhentinya proses produksi yang juga merugikan secara financial (*assets*). Tabel 4. 16 menunjukkan detail spesifikasi pipa yang dan urutan atau ranking hasil prioritisasi dalam penelitian ini. Sedangkan gambar 4.8 menunjukkan kerusakan yang terjadi pada pipa nomor 3.

**Tabel 4.16** Spesifikasi dan ranking urutan prioritas perbaikan pipa penyalur

Ranking	Alternatif	Field	Tag Number	Service	Length (km)	Size (inch)	Material - Grade	Year Built	Design Pressure (psig)
1	Pipa 3	WEST SENO	WSN-FPUP-BCHO-PL002-12-10	Gas	60	12	API 5XL-X52	2002	2300
2	Pipa 4	WEST SENO	WSN-FPUP-BCHO-PL001-12-20	Oil	60	12	API 5XL-X52	2002	2300
3	Pipa 22	SEPINGGAN	SPG-RJHP-SRAP-PL039-12-10	Gas	2	12	API 5XL-X52	1991	1350
4	Pipa 14	ATTAKA	ATK-HTLP-JLTP-PL077-8-30	Gas	1	8	API 5XL-X52	1976	1350
5	Pipa 7	ATTAKA	ATK-DLTP-CRLP-PL010-08-30	Gas	2	8	API 5XL-X52	1976	1440
6	Pipa 6	ATTAKA	ATK-PROP-DLTP-PL033-08-30	Gas	2	8	API 5XL-X52	1976	2070
7	Pipa 9	ATTAKA	ATK-HTLP-DLTP-PL024-12-10	Gas	2	12	API 5XL-X52	1976	1440
8	Pipa 5	ATTAKA	ATK-UBST-BRVP-PL046-12-25	Mutiphase	1	12	API 5XL-X52	1998	1350
9	Pipa 8	ATTAKA	ATK-HTLP-DLTP-PL025-12-20	Oil	2	12	API 5XL-X52	1976	1440
10	Pipa 21	YAKIN	YKN-004P-CPPI-FL008-06-30	Gas	0.2	6	API 5XL-X52	1977	1440
11	Pipa 15	ATTAKA	ATK-COMP-HTLP-PL076-8-30	Gas	2	8	API 5XL-X52	1976	2200
12	Pipa 17	SEPINGGAN	SPG-PROP-FLRE-PL047-16-10	Gas	0.2	16	API 5XL-X52	1974	225
13	Pipa 1	NIB	NIB-MLHP-LEXP-PL058-12-10	Gas	29	12	API 5XL-X52	1974	1248
14	Pipa 16	NIB	NIB-MLHP-FLRE-PL055-16-10	Gas	0.2	16	API 5XL-X52	1974	225
15	Pipa 19	YAKIN	YKN-BS3P-SPS3-PL036-04-20	Oil	1	4	API 5XL-X52	2001	1440
16	Pipa 18	YAKIN	YKN-BC2P-BS3P-PL035-04-20	Oil	1	4	API 5XL-X52	2001	1440
17	Pipa 20	YAKIN	YKN-002P-004P-PL006-06-20	Oil	0.2	6	API 5XL-X52	1977	1440
18	Pipa 12	ATTAKA	ATK-GLST-FOXP-PL040-04-20	Gas	2	2	API 5XL-X52	1996	1900
19	Pipa 13	ATTAKA	ATK-GLST-FOXP-PL039-12-25	Mutiphase	2	12	API 5XL-X52	1997	1350
20	Pipa 10	ATTAKA	ATK-EBST-FSTP-PL054-08-20	Gas	1	8	API 5XL-X52	1999	1350
21	Pipa 2	YAKIN	YKN-BS3P-SPS3-PL036-04-20	Oil	1	4	API 5XL-X52	2001	1440
22	Pipa 11	ATTAKA	ATK-EBST-FSTP-PL053-10-10	Mutiphase	1	12	API 5XL-X53	1999	1350



**Gambar 4.8** Kerusakan yang terjadi pada Pipa 3 (PT CPX Balikpapan, 2016)

#### 4.4.3 Analisa Sensitivitas

Penerapan analisa sensitivitas dalam *multi criteria decision making process* sangat penting dilakukan untuk memastikan konsistensi dari keputusan akhir (*final decision*). Dengan analisa sensitivitas, beberapa skenario dapat divisualisasikan sehingga sangat membantu untuk mengetahui dampak dari perubahan bobot kriteria terhadap urutan atau ranking alternatif, dalam hal ini prioritas pekerjaan perbaikan pipa penyalur.

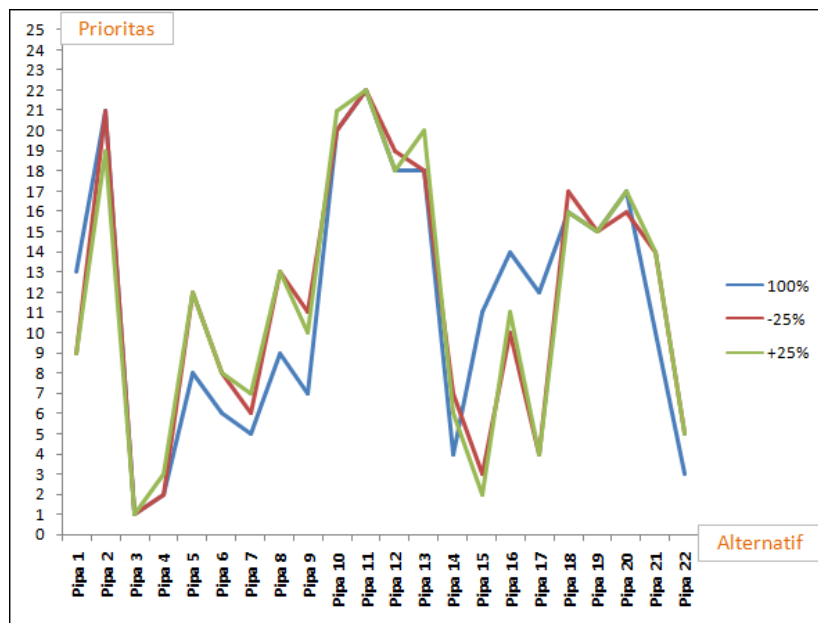
Dalam penelitian ini, simulasi analisa sensitivitas dilakukan dengan cara mengubah secara gradual bobot masing-masing kriteria; *safety*, *health*,

*environment*, dan *assets*. Perubahan dilakukan sampai dengan deviasi  $\pm 25\%$  pada kriteria *safety*. Kriteria *safety* dipilih karena memiliki bobot yang paling tinggi, sehingga perubahan pada kriteria ini akan memiliki dampak yang paling besar terhadap hasil akhir keputusan. Tabel 4.17 menunjukkan hasil dari perubahan bobot kriteria terhadap ranking faktor (sub-kriteria) yang didapatkan dari analisa sensitivitas menggunakan metode AHP (*software Expert Choice*).

**Tabel 4.17** Perubahan ranking dan sensitivitas faktor pada analisa sensitivitas

No	Faktor	Bobot Awal	Bobot (-25%)	Bobot (+25%)	Ranking			Sensitivity	
					100%	-25%	+25%	-25%	+25%
1	Safety-1	0.211	0.159	0.264	1	2	1	-25%	25%
2	Safety-2	0.139	0.105	0.174	3	4	2	-24%	25%
3	Safety-3	0.083	0.063	0.104	5	6	4	-24%	25%
4	Health-1	0.144	0.171	0.117	2	1	3	19%	-19%
5	Health-2	0.096	0.114	0.078	4	3	5	19%	-19%
6	Health-3	0.067	0.079	0.054	6	5	6	18%	-19%
7	Environment-1	0.042	0.050	0.034	9	9	9	19%	-19%
8	Environment-2	0.034	0.041	0.028	11	11	11	21%	-18%
9	Environment-3	0.031	0.037	0.025	12	12	12	19%	-19%
10	Assets-1	0.064	0.076	0.052	7	7	7	19%	-19%
11	Assets-2	0.049	0.058	0.040	8	8	8	18%	-18%
12	Assets-3	0.039	0.047	0.032	10	10	10	21%	-18%

Gambar 4.9 memperlihatkan urutan prioritas pekerjaan perbaikan pipa penyalur berdasarkan perhitungan menggunakan metode TOPSIS. Gambar tersebut sudah memperhitungkan hasil analisa sensitivitas 25% yang diperoleh dari metode AHP (*software Expert Choice*).



**Gambar 4.9** Grafik perubahan ranking prioritas pekerjaan pada analisa sensitivitas

Dari gambar 4.9 terlihat bahwa perubahan bobot kriteria sampai dengan  $\pm 25\%$ , secara umum tidak mempengaruhi urutan prioritisasi pekerjaan perbaikan pipa. Pipa 3 masih menempati urutan pertama. Oleh karena itu, bisa disimpulkan bahwa keputusan ini konsisten dan *reliable*.

## BAB 5

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan rangkaian proses dan hasil penelitian dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Kriteria *safety* memiliki bobot yang paling tinggi diantara kriteria yang lain, dengan proporsi 0.433, kemudian diikuti dengan kriteria *health* yang menempati urutan kedua dengan bobot 0.307. Hal ini menunjukkan bahwa pengambil keputusan tetap berpegang pada nilai-nilai perusahaan yang menempatkan keselamatan karyawan sebagai prioritas utama (*safety first*). Sedangkan kriteria *assets* menempati urutan ketiga dengan bobot 0.152 atau lebih besar daripada bobot kriteria *environment* yang nilainya 0.107. Bisa disimpulkan bahwa pengambil keputusan di PT CPX Balikpapan menganggap aset perusahaan lebih penting daripada lingkungan. Aset disini bukan hanya berupa sarana atau fasilitas produksi, akan tetapi juga meliputi kegiatan produksi migas itu sendiri yang merupakan sumber pendapatan finansial perusahaan. Hal ini sangat dimengerti mengapa *assets* lebih penting daripada *environment* karena tanpa *assets* atau finansial yang baik perusahaan tidak dapat berbuat banyak untuk melindungi lingkungan dimana perusahaan itu beroperasi.
2. Berdasarkan perhitungan dengan metode TOPSIS, pipa-pipa yang berada pada anjungan produksi yang selalu ada aktifitas pekerja (*manned platform*) memiliki prioritas atau ranking yang lebih tinggi daripada anjungan yang tidak selalu ada aktifitas pekerja *unmanned platform*. Hal ini karena potensi *consequences of failure* (CoF) terhadap keselamatan karyawan yang berada pada anjungan tersebut apabila terjadi kegagalan pipa.

## 5.2 Saran

Penulis menyadari bahwa penelitian ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu penulis ingin menyarankan hal-hal berikut ini untuk penelitian selanjutnya.

1. Agar mendapatkan gambaran yang lebih komprehensif dan bisa memberikan manfaat yang lebih maksimal terhadap perusahaan, perlu dilakukan juga penelitian yang sama tentang penentuan prioritas pekerjaan perbaikan peralatan produksi yang lain misalnya *pressure vessel*, tanki timbun, dan lain-lain.
2. Perlu dilakukan penelitian lanjutan tentang optimalisasi penggunaan sumber daya perusahaan terutama *construction barge* beserta *crew* pendukungnya. Dengan gabungan hasil penelitian tersebut, perusahaan bisa lebih mudah dalam melakukan penjadwalan pekerjaan, *simultaneous operation* (SIMOPS), penghematan biaya bahan bakar, dan optimalisasi penggunaan *resources*, karena pada dasarnya sebuah *construction barge* bisa digunakan untuk beberapa proyek sekaligus, bukan hanya proyek pekerjaan perbaikan pipa penyalur.
3. Menerapkan hasil penelitian ini di PT CPX Balikpapan agar proses pengambilan keputusan bisa lebih konsisten dengan keinginan pengambil keputusan dan sesuai dengan nilai-nilai perusahaan. Selain itu, dengan menerapkan hasil penelitian ini perencanaan pekerjaan perbaikan pipa penyalur bisa menjadi lebih baik dan bisa di sinergikan dengan beberapa pekerjaan yang lain yang memerlukan sumber daya yang sama, terutama *construction barge*.

## DAFTAR PUSTAKA

- API Standard 570 (2012), “*Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-Service Piping Systems*” American Petroleum Institute, Washington DC, USA
- ASME-PCC2 (2015), “*Repair of Pressure Equipment and Piping*”, American Society of Mechanical Engineers, New York, USA
- Bhutia, P.W., Phipon, R. (2012), “Application of AHP and TOPSIS for Supplier Selection Problem”, *IOSR Journal of Engineering*, Vol 2. Oct. 2012, Department of Mechanical Engineering, Sikkim Manipal Institute of Technology, Sikkim, India.
- Hwang, C.L., Yoon, K. (1981), “*Multiple Attribute Decision Making: Methods and Application: A State of the Art Surveys*”, Lectures Notes in Economics and Mathematics System, Springer Verlag, Berlin.
- Garcia, M.S., Lamata, M.T. and Verdegay, J.L. (2007), “PC-TOPSIS Method for the Selection of a Cleaning System for Diesel Engine Maintenance”, *Dpto de Electronica, Tecnologia de Computadoras, Universidad de Polytechnica de Cartagena, Murcia, Espana*.
- Maulana, Dian (2015), “*Penentuan Waktu dan Lingkup Pemeriksaan Berkala Anjungan Lepas Pantai di PT XYZ menggunakan integrasi metode AHP dan Risk Based Inspection*”, Thesis untuk Magister Manajemen Teknologi, Institute Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Nath Ghosh, Dipendra (2011), “*Analytic Hierarchy Process & TOPSIS Method to Evaluate Faculty Performance in Engineering Education*”, Department of Computer Science and Engineering, Dr. B.C. Roy Engineering College, West Bengal, India
- Parida, P.K., dan Sahoo, S.K. (2013) “Multiple Attributes Decision Making Approach by TOPSIS Technique”, dalam *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)* Vol. 2 Issue 11, November – 2013

- Raheditya, Risang (2014), "*Pemilihan Keputusan Proyek Dalam Upaya Mempertahankan Produksi Gas Lapangan Offshore L-Parigi*", Thesis untuk Magister Manajemen Teknologi, Institute Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- Saaty, T. L. (2008), "Decision making with the analytic hierarchy process", *Int. J. Services Sciences, Vol. 1 No. 1*. Katz Graduate School of Business, University of Pittsburgh, Pittsburgh.
- Virine, L., Murphy, D. (2007) "Analysis of Multi-Criteria Decision Making Methodologies for the Petroleum Industry", IPTC 11765, *International Petroleum Technology Conference*, 4-6 December 2007, Dubai.



## LAMPIRAN I

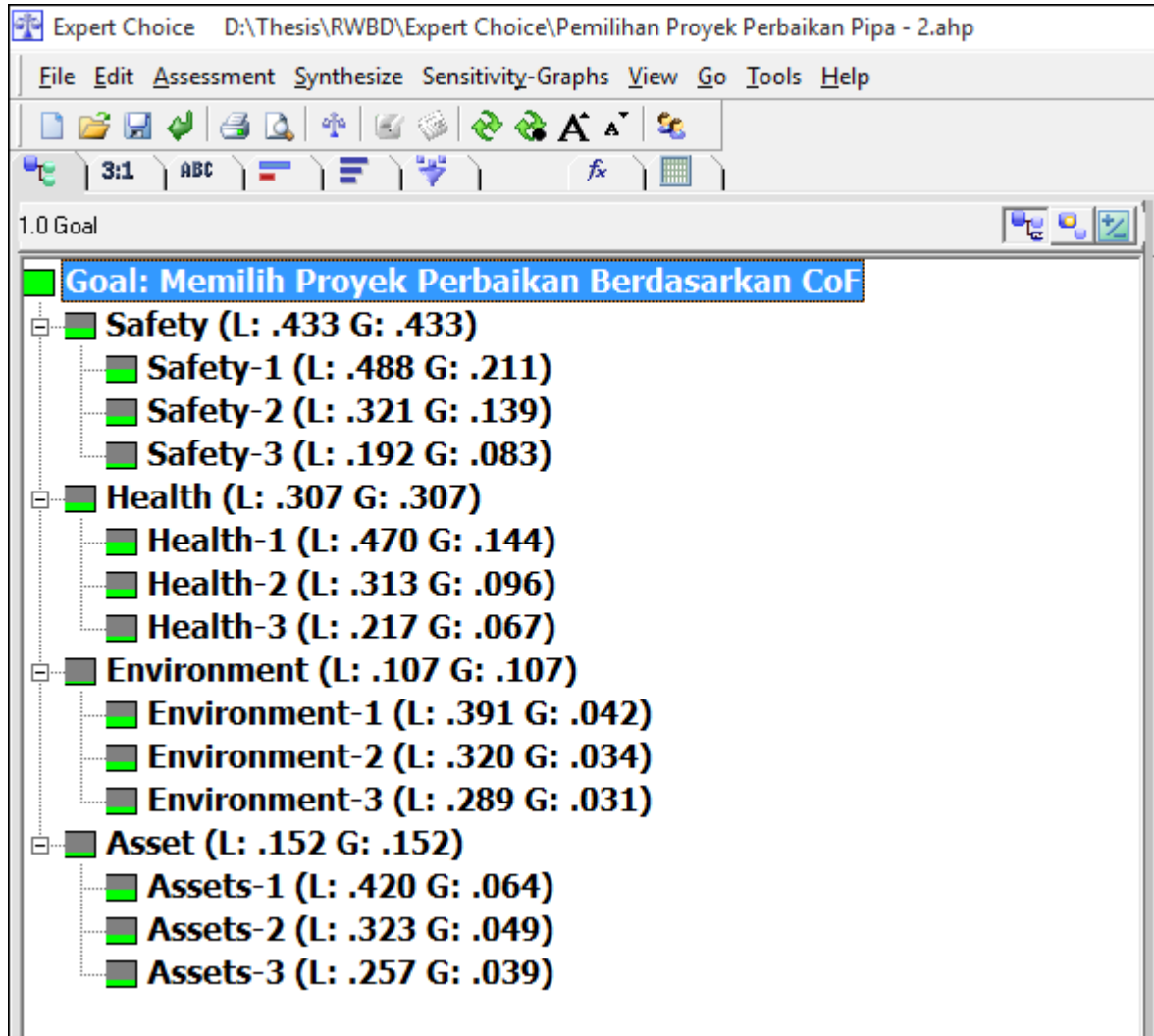
### Daftar Alternatif - Pipa Penyalur yang memerlukan perbaikan di PT CPX

No.	Field	Tag Number	Service	Length (km)	Size (inch)	Material - Grade	Year Built	Design Pressure (psig)
1	NIB	NIB-MLHP-LEXP-PL058-12-10	Gas	29	12	API 5XL-X52	1974	1248
2	YAKIN	YKN-BS3P-SPS3-PL036-04-20	Oil	1	4	API 5XL-X52	2001	1440
3	WEST SENO	WSN-FPUP-BCHO-PL002-12-10	Gas	60	12	API 5XL-X52	2002	2300
4	WEST SENO	WSN-FPUP-BCHO-PL001-12-20	Oil	60	12	API 5XL-X52	2002	2300
5	ATTAKA	ATK-UBST-BRVP-PL046-12-25	Mutiphase	1	12	API 5XL-X52	1998	1350
6	ATTAKA	ATK-PROP-DLTP-PL033-08-30	Gas	2	8	API 5XL-X52	1976	2070
7	ATTAKA	ATK-DLTP-CRLP-PL010-08-30	Gas	2	8	API 5XL-X52	1976	1440
8	ATTAKA	ATK-HTLP-DLTP-PL025-12-20	Oil	2	12	API 5XL-X52	1976	1440
9	ATTAKA	ATK-HTLP-DLTP-PL024-12-10	Gas	2	12	API 5XL-X52	1976	1440
10	ATTAKA	ATK-EBST-FSTP-PL054-08-20	Gas	1	8	API 5XL-X52	1999	1350
11	ATTAKA	ATK-EBST-FSTP-PL053-10-10	Mutiphase	1	12	API 5XL-X53	1999	1350
12	ATTAKA	ATK-GLST-FOXP-PL040-04-20	Gas	2	2	API 5XL-X52	1996	1900
13	ATTAKA	ATK-GLST-FOXP-PL039-12-25	Mutiphase	2	12	API 5XL-X52	1997	1350
14	ATTAKA	ATK-HTLP-JLTP-PL077-8-30	Gas	1	8	API 5XL-X52	1976	1350
15	ATTAKA	ATK-COMP-HTLP-PL076-8-30	Gas	2	8	API 5XL-X52	1976	2200
16	NIB	NIB-MLHP-FLRE-PL055-16-10	Gas	0.2	16	API 5XL-X52	1974	225
17	SEPINGGAN	SPG-PROP-FLRE-PL047-16-10	Gas	0.2	16	API 5XL-X52	1974	225
18	YAKIN	YKN-BC2P-BS3P-PL035-04-20	Oil	1	4	API 5XL-X52	2001	1440
19	YAKIN	YKN-BS3P-SPS3-PL036-04-20	Oil	1	4	API 5XL-X52	2001	1440
20	YAKIN	YKN-002P-004P-PL006-06-20	Oil	0.2	6	API 5XL-X52	1977	1440
21	YAKIN	YKN-004P-CPP1-PL008-06-30	Gas	0.2	6	API 5XL-X52	1977	1440
22	SEPINGGAN	SPG-RJHP-SRAP-PL039-12-10	Gas	2	12	API 5XL-X52	1991	1350

## LAMPIRAN II

### Hasil Perhitungan Metode AHP dengan *Software Expert Choice 11*

#### II.1 Hierarki Kriteria dan Sub-Kriteria



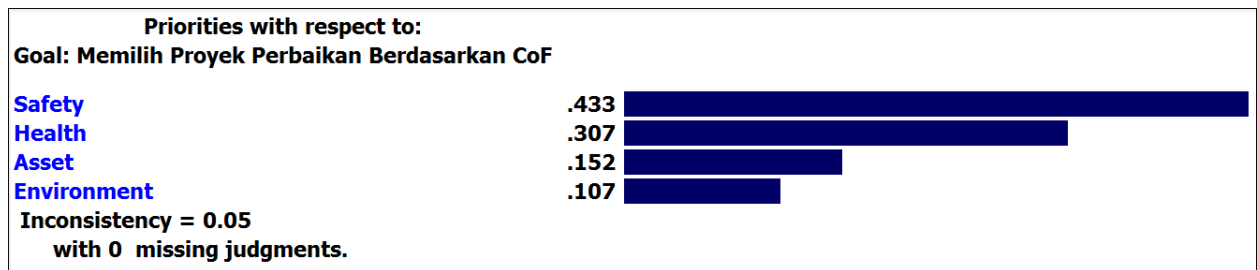
#### II.2 Tabel *comparative judgment* antar kriteria

The screenshot shows the Expert Choice software interface with a comparative judgment table. The table compares the relative importance of Safety and Health criteria with respect to the goal 'Memilih Proyek Perbaikan Berdasarkan CoF'.

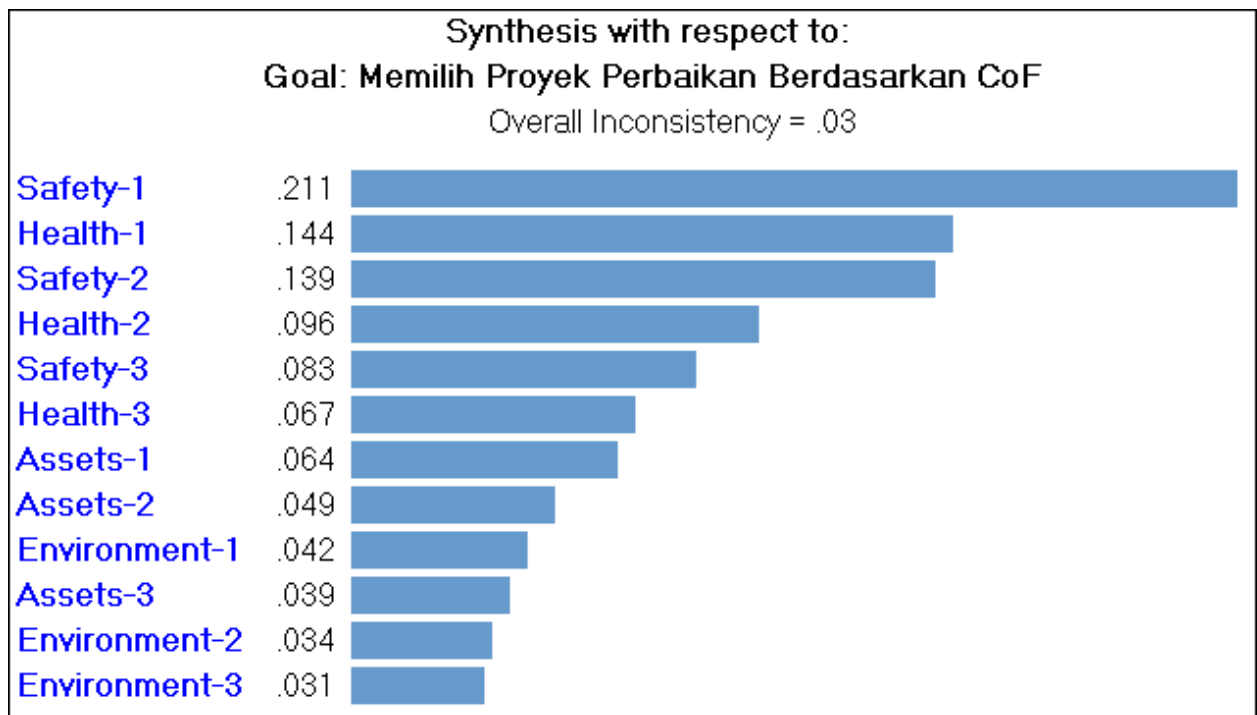
	Safety	Health	Environment	Asset
Safety		2.0	3.0	2.72
Health			2.67	3.0
Environment				2.0
Asset				

Incon: 0.05

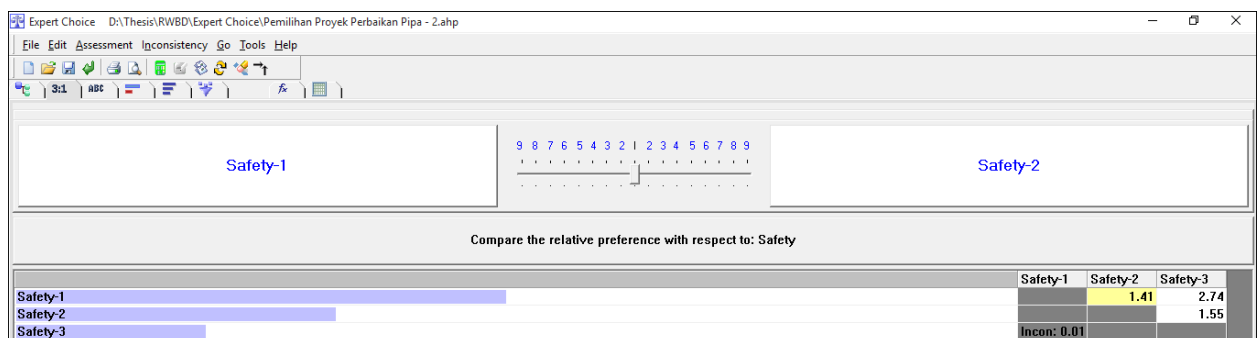
### II.3 Grafik perhitungan bobot global kriteria



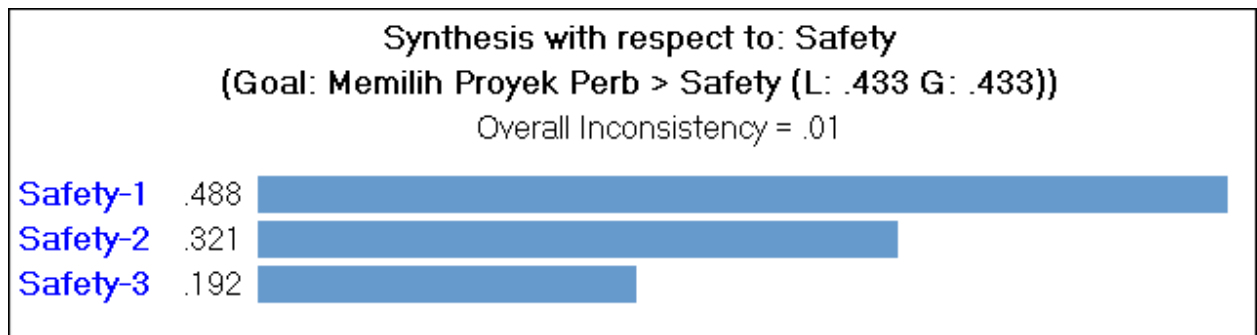
### II.4 Grafik perhitungan bobot global sub-kriteria



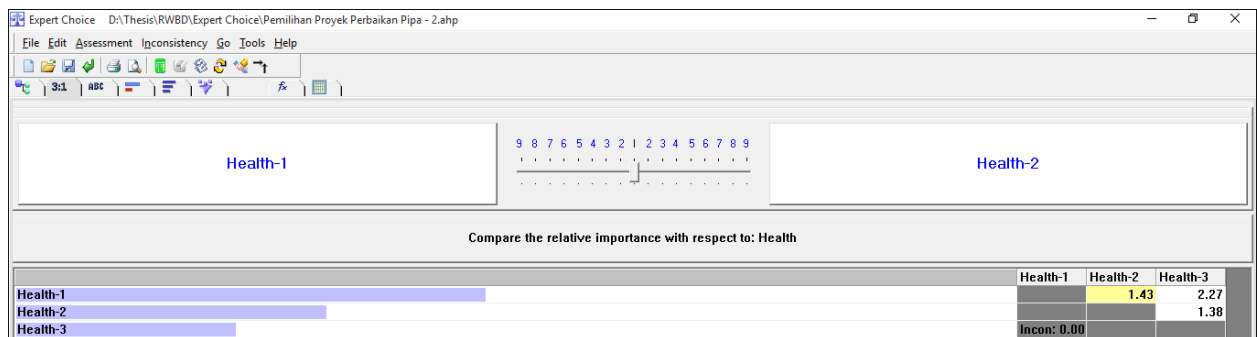
### II.5 Tabel *comparative judgment* antar sub-kriteria - Safety



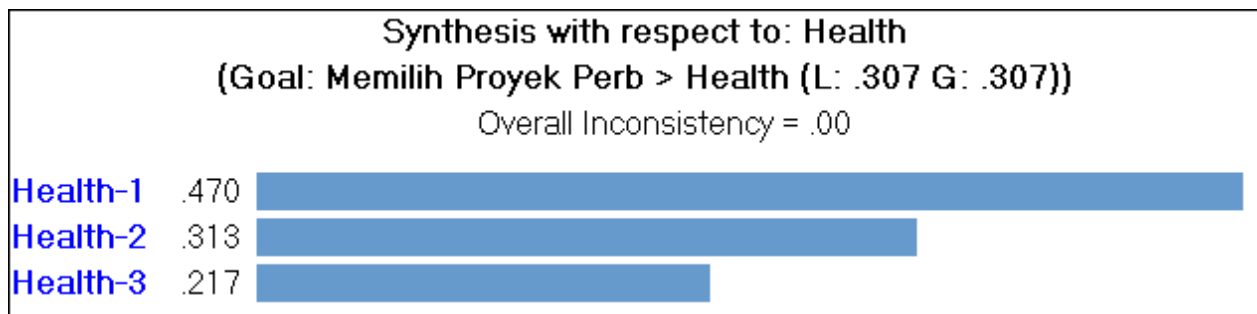
## II.6 Grafik perhitungan bobot lokal sub-kriteria - *Safety*



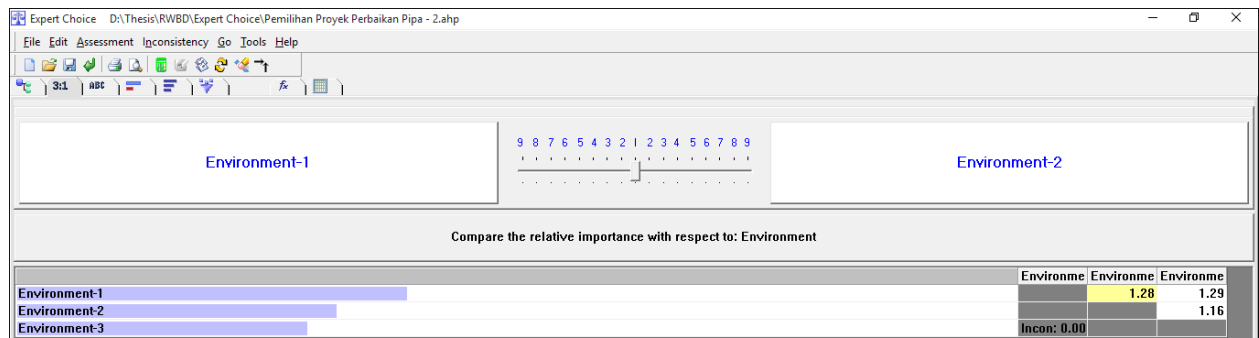
## II.7 Tabel *comparative judgment* antar sub-kriteria – *Health*



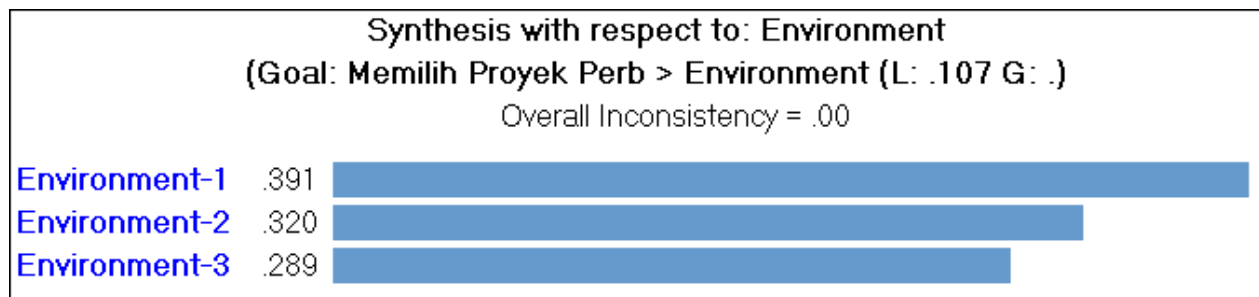
## II.8 Grafik perhitungan bobot lokal sub-kriteria – *Health*



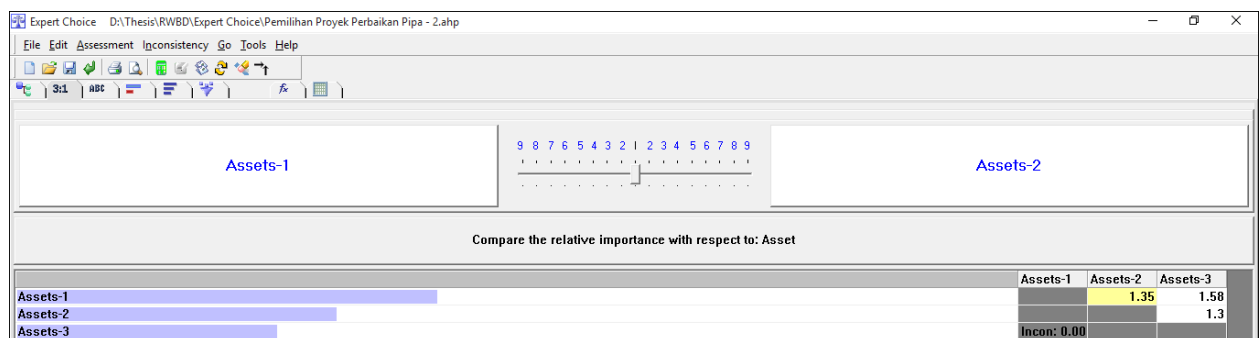
## II.9 Tabel *comparative judgment* antar sub-kriteria – *Environment*



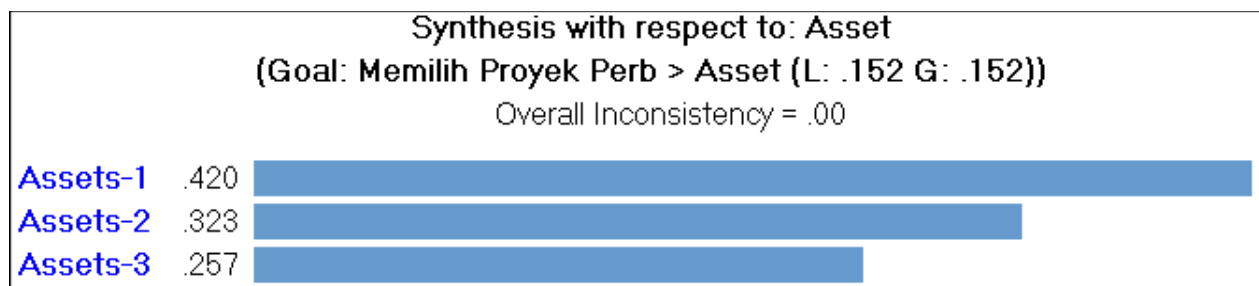
## II.10 Grafik perhitungan bobot lokal sub-kriteria - *Environment*



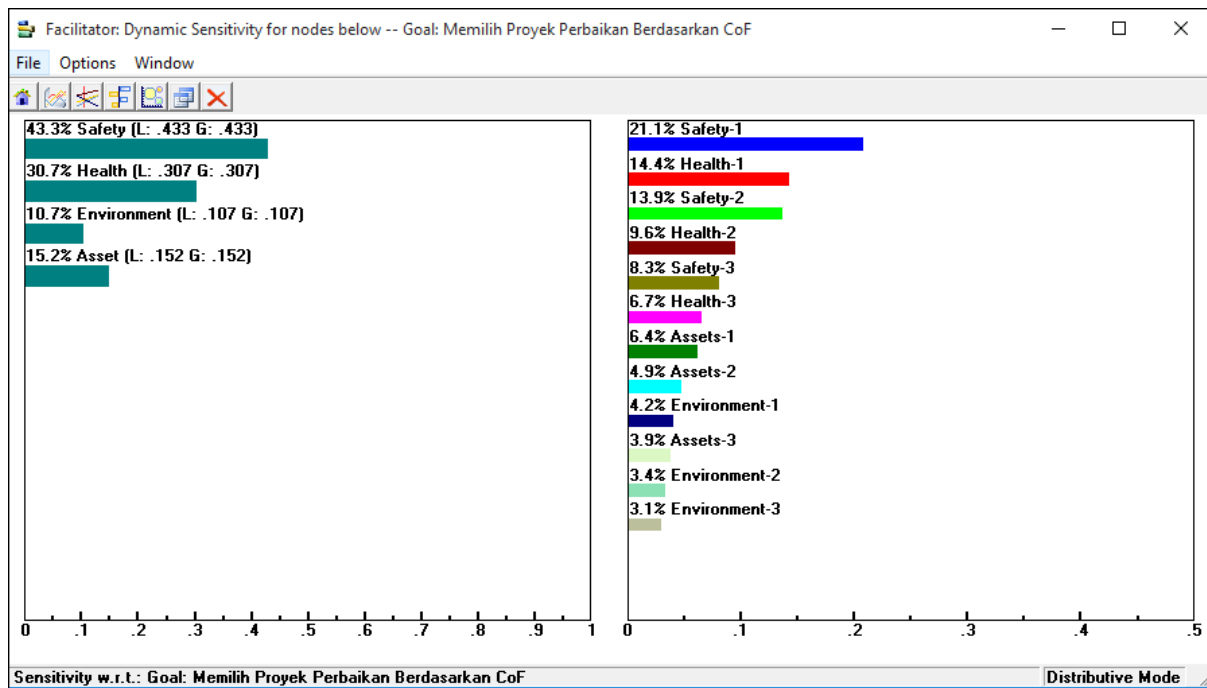
## II.9 Tabel *comparative judgment* antar sub-kriteria – *Assets*



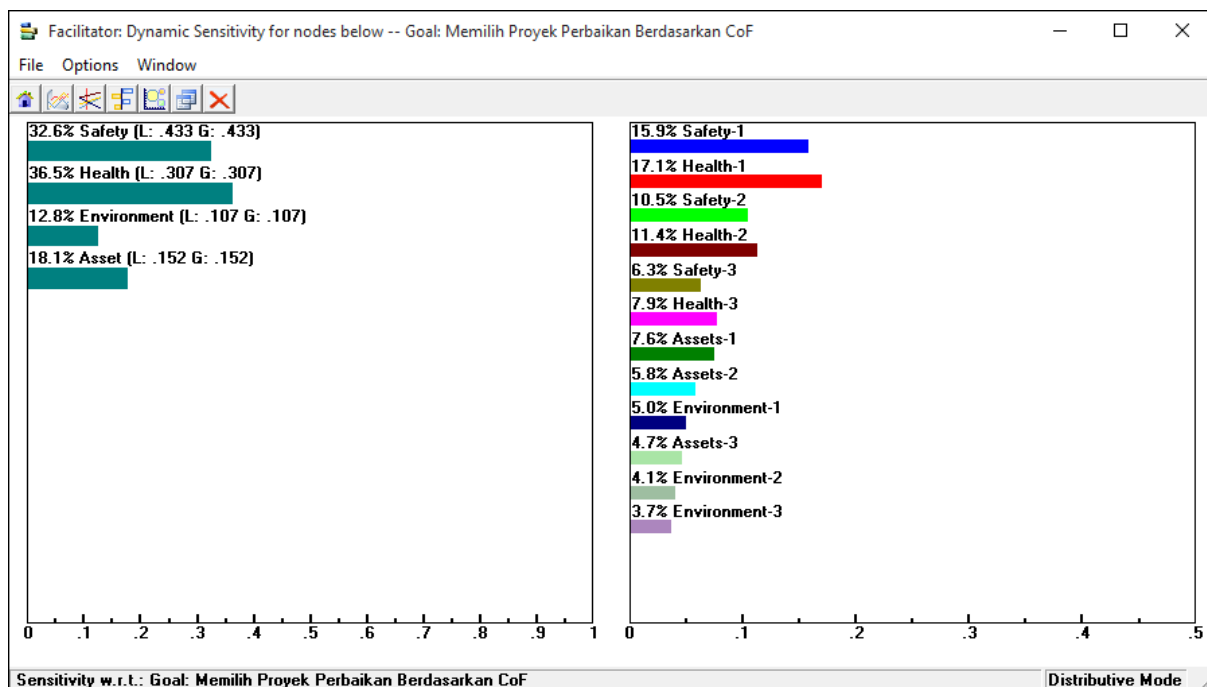
## II.10 Grafik perhitungan bobot lokal sub-kriteria -- *Assets*



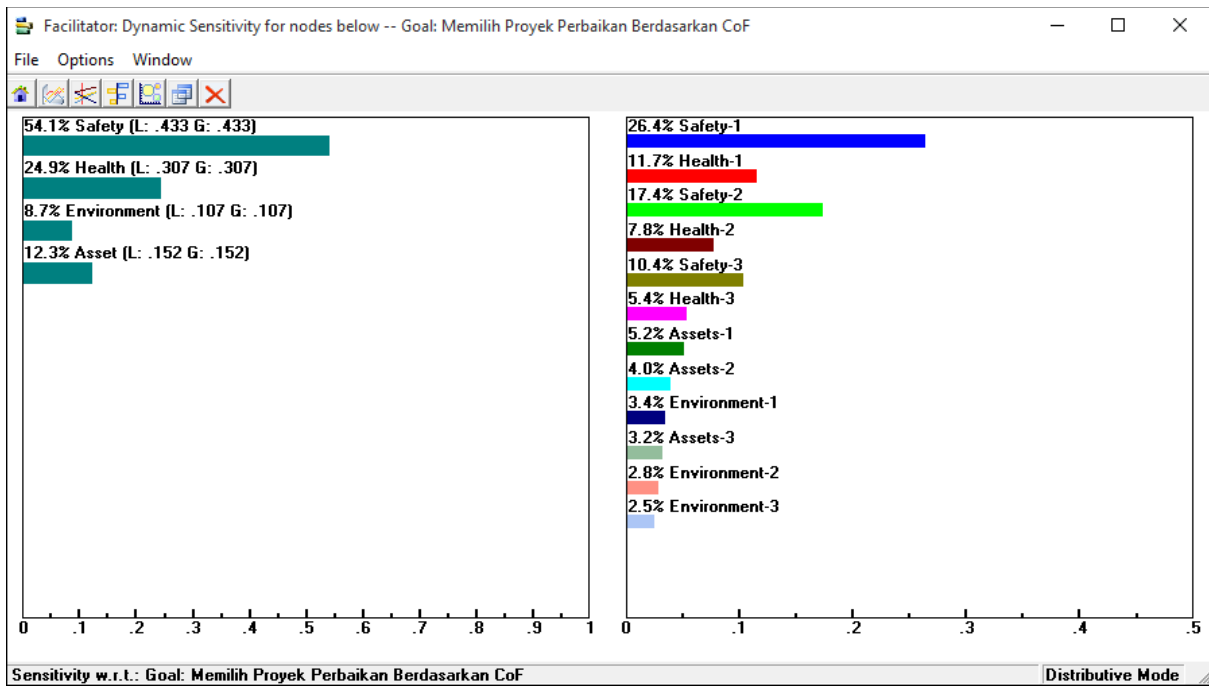
## II.11 Grafik Sensitivity Analysis Awal (100%)



## II.12 Grafik Sensitivity Analysis (-25%)









## II.13 Grafik Sensitivity Analysis (+25%)



### LAMPIRAN III

#### Daftar Hadir Focus Group Discussion (FGD)

#### III. 1 FGD-1 Diskusi *comparative judgment* untuk menentukan bobot kriteria dan sub-kriteria oleh *Decision Maker*



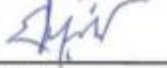
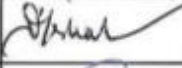
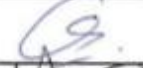





PENENTUAN PRIORITAS PERBAIKAN PIPA PENYALUR PADA ANJUNGAN PRODUKSI MINYAK DAN GAS BUMI LEPAS PANTAI DENGAN METODE AHP DAN TOPSIS Studi kasus Proyek Konstruksi PT. CPX Balikpapan Focus Group Discussion (FGD)				
Tanggal: 22-Nov-2016				
No.	Nama	Jabatan	Masa Kerja (tahun)	Tanda Tangan
1	Rabio Wijenarko	FE-Asset Integrity	12	
2	Didik Ruswantoro	TM North Offshore	26	
3	Suhartono	TM REAT	26	
4	M. STODIA	TL TURNAROUND	18	
5	Danny Ambayana	TM SOUTH OFFSHORE	24	
6	WIMBO W.	TM. Construction	15	
7				
8				
9				
10				



III. 2 FGD-2 Diskusi penilaian kesesuaian terhadap *consequences of failure* (CoF) oleh para ahli perusahaan

**PENENTUAN PRIORITAS PERBAIKAN PIPA PENYALUR  
PADA ANJUNGAN PRODUKSI MINYAK DAN GAS BUMI LEPAS PANTAI  
DENGAN METODE AHP DAN TOPSIS  
Studi kasus Proyek Konstruksi PT. CPX Balikpapan  
Focus Group Discussion (FGD)**

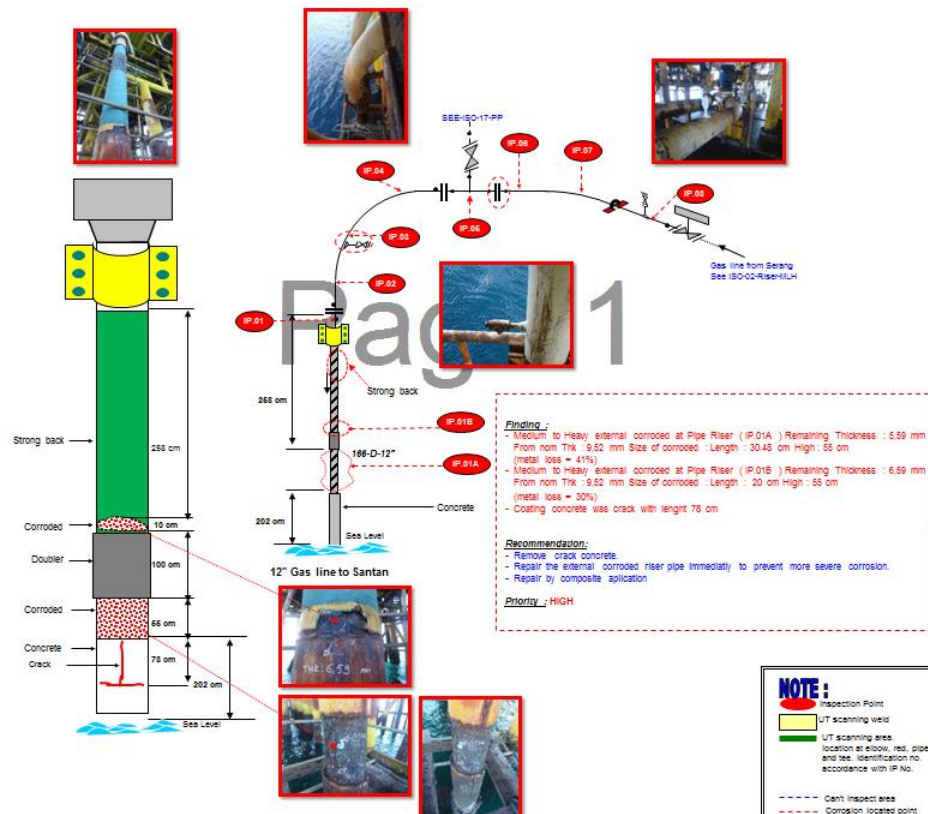
Tanggal: 25-NOV-2016

No.	Nama	Jabatan	Masa Kerja (tahun)	Tanda Tangan
1	Ratno Wijonarko	FE - Asset Integrity	12	
2	DIAN MAULANA	Lead Inspection & Certification	15	
3	EDYOS WYNDU	FE - CORROSION	8	
4	DEDI ISKAL	Asset Integrity Specialist	16	
5	CHRISTY. S	FE - Pipeline	10	
6	Yan Fandi	HET Engineer	10	
7	DANNY H	OPERATION SPECIALIST	14	
8	Maulana Heli	FE - QA/QC Eng.	12	
9	Dian Affrianti	FE - Lifting	12	
10	Guharbow	TM REAI	26	

## LAMPIRAN IV

### Detail kondisi kerusakan Pipa Penyalur yang memerlukan perbaikan di PT. CPX Balikpapan

#### 1. PIPA #01 NIB-MLHP-LEXP-PL058-12-10

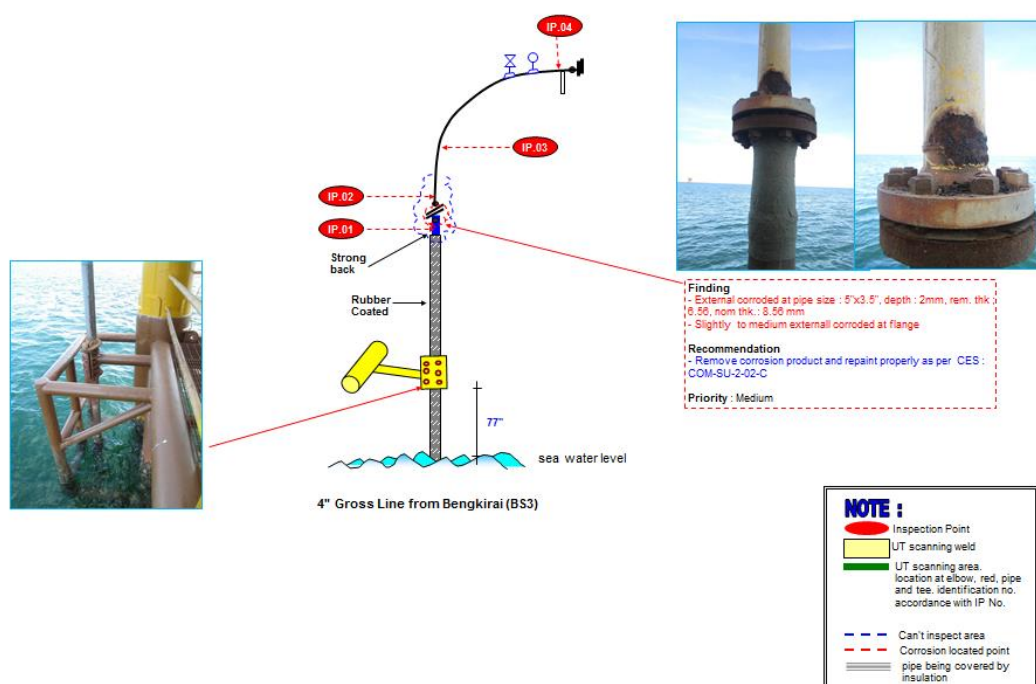


Riser Data																		
Riser Specifications					Operating Conditions					Other								
Outside Diameter		12.750		inch	Design Pressure		1440		Psi	Type of cathodic protection		Sacrificial						
Wall Thickness Nominal		9.52		mm	Operating Pressure		600		Psi	Protection Level		More negative -0.8 V						
Flange Rating		ANSI 600			Operating Temp.		90		oF	Type of external coating		Rubber Coat						
Material		API 5L X52			MAWP		2160		Psi	Type of repair (if any)		-						
Schedule		-			Service		Gas											
Install Date/Year built		-			Flow Rate		-			MSCFD								
Wall Thickness Reading ( mm )																		
IP NO	ISO NO	DIA (OD)	NOM THRU SCHEDULE	TML	Material	SMYS	12	3	6	9	MIN THK in.	Depth of Cor. (d)	Length of Cor.	Design (PSIG)	Safe Press. (PSIG)	NOTE		
1A	03-RS-MLH	12.750	9.52	-	Pipe	API 5L X52	52000	5.59	6.38	6.63	6.29	5.59	0.220	0.155	22,000	1529	987	Safe Pressure, Under Flowing
1B	03-RS-MLH	12.750	9.52	-	Pipe	API 5L X52	52000	6.59	-	-	-	6.59	0.259	0.115	4,000	1529	1497	Safe Pressure, Under Flowing
1	03-RS-MLH	12.750	9.52	-	Pipe	API 5L X52	52000	8.63	8.88	8.85	8.78	8.63	0.340	0.035	2,000	1529	1657	Acceptable
2	03-RS-MLH	12.750	12.70	-	Pipeband	API 5L X52	52000	11.92	11.78	11.89	11.97	11.78	0.454	0.036	2,000	2039	2222	Acceptable
3	03-RS-MLH	12.750	12.70	-	Pipeband	API 5L X52	52000	11.52	11.82	11.73	11.84	11.52	0.454	0.046	2,000	2039	2216	Acceptable
4	03-RS-MLH	12.750	12.70	-	Pipeband	API 5L X52	52000	11.14	11.62	12.07	11.39	11.14	0.439	0.061	3,000	2039	2182	Acceptable
5	03-RS-MLH	12.750	20.70	-	Tee	API 5L X52	52000	-	19.73	19.20	19.19	19.19	0.756	0.059	4,000	3324	3595	Acceptable
6	03-RS-MLH	12.750	12.70	-	Pipeband	API 5L X52	52000	11.37	12.42	11.66	10.85	10.85	0.427	0.073	4,000	2039	2146	Acceptable
7	03-RS-MLH	12.750	12.70	-	Pipeband	API 5L X52	52000	12.30	12.21	12.59	12.11	12.11	0.477	0.023	4,000	2039	2213	Acceptable
8	03-RS-MLH	12.750	12.70	-	Pipeband	API 5L X52	52000	12.60	12.53	12.54	12.50	12.50	0.492	0.008	4,000	2039	2233	Acceptable

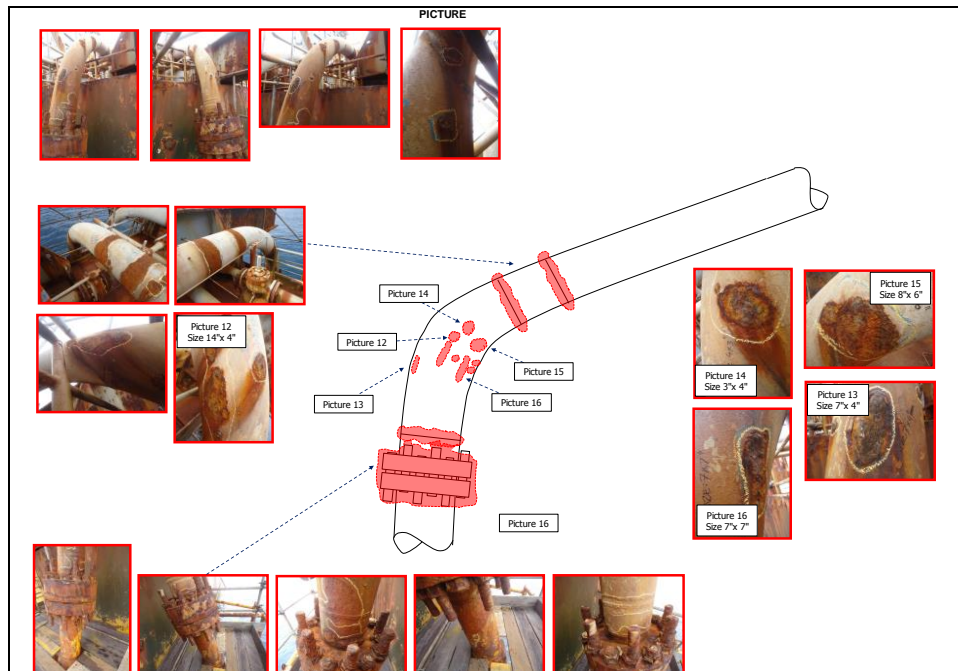
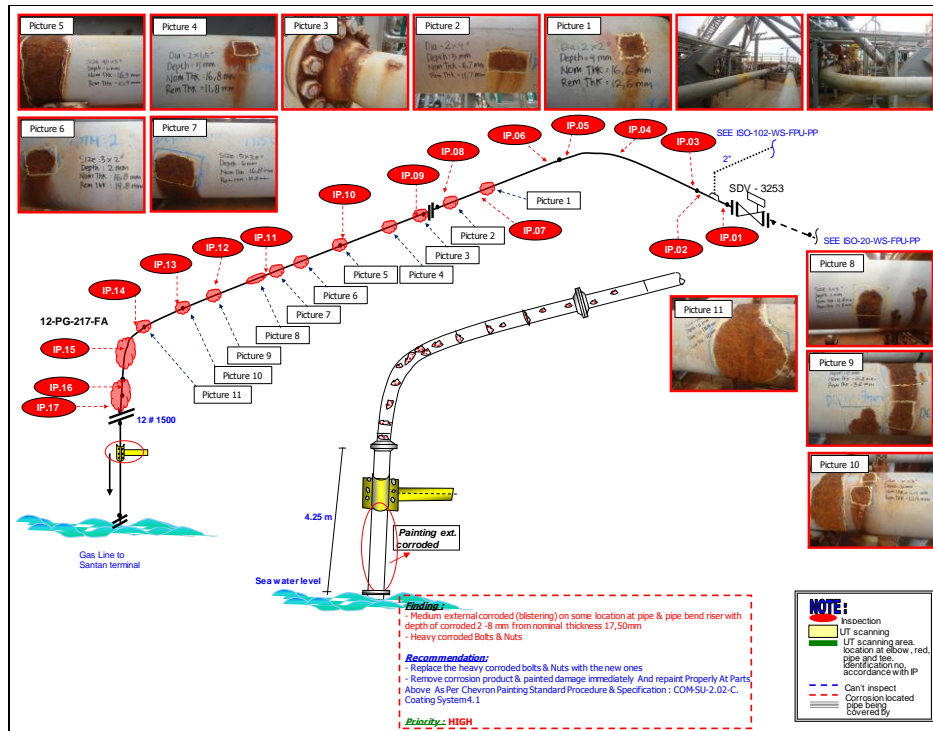
Inspection Comment														
<b>Finding:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>Medium to Heavy external corroded at Pipe Riser ( IP-01A ) Remaining Thickness : 5,59 mm From nom Trk : 9,52 mm Size of corroded : Length : 30.48 cm High : 55 cm (metal loss = 41%)</li><li>Medium to Heavy external corroded at Pipe Riser ( IP-01B ) Remaining Thickness : 6,59 mm From nom Trk : 9,52 mm Size of corroded : Length : 20 cm High : 10 cm (metal loss = 30%)</li><li>Coating concrete was crack with length 78 cm</li></ul> <b>Recommendation:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>Remove crack concrete.</li><li>Repair the external corroded riser pipe immediately by composite application to prevent more severe corrosion.</li></ul>														

General Condition														
Component		Acceptable		Note										
Ext. Coating		-	N											
Corr / Fitting		-	N											
Insulation		-	-											N/A
Bolt		-	N											N/A
Non Welded Joint		-	-											
Valves		Y	-											
Supports		-	N											
Penetration		-	-											N/A
Clamps		Y	-											
Disimilar Metal		-	-											
Vibration		-	-											N/A
Inspection Date : May 8, 2016														

**2. PIPA #2 YKN-BS3P-SPS3-PL036-04-20**

[illegible]

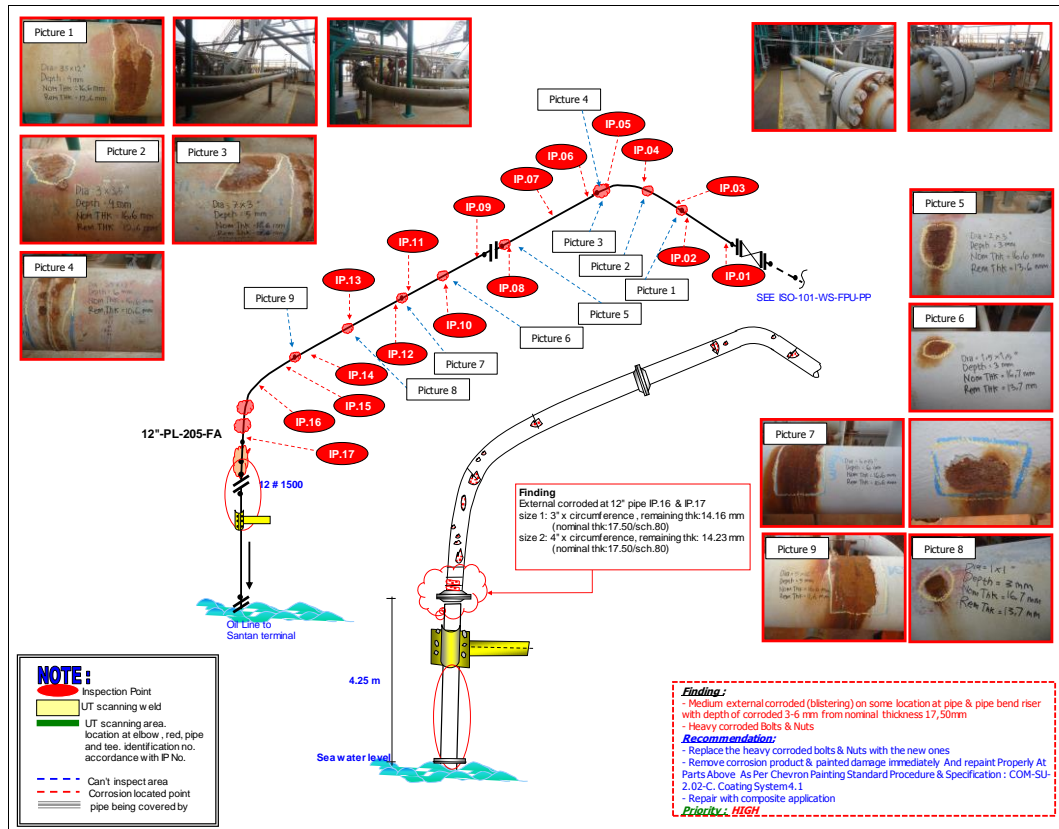
### 3. PIPA #3 WSN-FPUP-BCHO-PL002-12-10



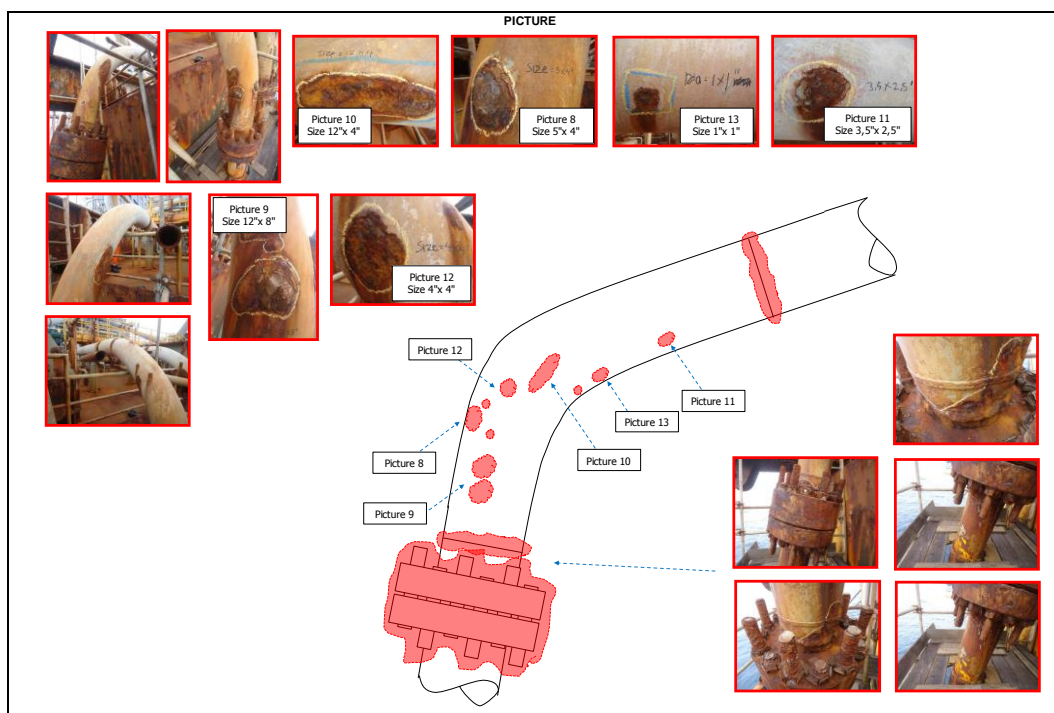
## PIPA #3 WSN-FPUP-BCHO-PL002-12-10 (lanjutan)

Riser Data																		
Riser Specifications					Operating Conditions					Other								
Outside Diameter		:	12.750	inch	Design Pressure		:	2300	Psi	Type of cathodic protection		:	Sacrificial					
Wall Thickness Nominal		:	17.50	mm	Operating Pressure		:	1300	Psi	Protection Level		:	More negative -0.8 V					
Flange Rating		:	#1500		Operating Temp.		:	96	oF	Type of external coating		:	Painting					
Material		:	API 5L X65		MAWP		:	3375	Psi	Type of repair (if any)		:	-					
Schedule		:	80		Service		:	Gas										
Install Date/Year built		:	2003		Flow Rate		:	76,551		MSCFD								
Wall Thickness Reading ( mm )																		
IP NO	ISO NO.	DIA ( OD )	NOM.THK/ SCHEDULE	TML	Material	SMYS	12	3	6	9	MIN. THK		Depth of Corr. (d)	Length of	Design ( PSIG )	Safe Press. ( PSIG )	NOTE	
											mm	in.						
1	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	Pipe	API 5L X65 65000	16.51	17.10	17.31	16.70	16.51	0.650	0.039	0.000	3512	3864	Acceptable	
2	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	Pipe	API 5L X65 65000	16.59	16.79	17.07	16.15	16.15	0.636	0.053	0.000	3512	3864	Acceptable	
3	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	Pipe	API 5L X65 65000	17.06	16.94	16.45	16.87	16.45	0.648	0.041	0.000	3512	3864	Acceptable	
4	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe bend	API 5L X65 65000	16.60	15.35	16.39	18.71	15.35	0.604	0.085	0.000	3512	3864	Acceptable	
5	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65 65000	16.71	16.80	17.04	16.82	16.71	0.658	0.031	0.000	3512	3864	Acceptable	
6	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65 65000	17.58	16.96	16.84	17.55	16.84	0.663	0.026	0.000	3512	3864	Acceptable	
7	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65 65000	12.60	17.14	17.05	16.96	12.60	0.496	0.193	2.000	3512	3740	Acceptable	
8	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65 65000	16.70	11.70	16.98	16.67	11.70	0.461	0.228	4.000	3512	3504	Safe Pressure < Design Pressure	
9	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65 65000	16.51	16.39	16.46	17.32	16.39	0.645	0.044	0.000	3512	3864	Acceptable	
10	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65 65000	10.97	15.03	16.62	15.81	10.97	0.432	0.257	5.000	3512	3366	Safe Pressure < Design Pressure	
11	01-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65 65000	17.18	10.80	16.81	15.82	10.80	0.425	0.264	5.000	3512	3350	Safe Pressure < Design Pressure	

#### 4. PIPA #4 WSN-FPUP-BCHO-PL001-12-20



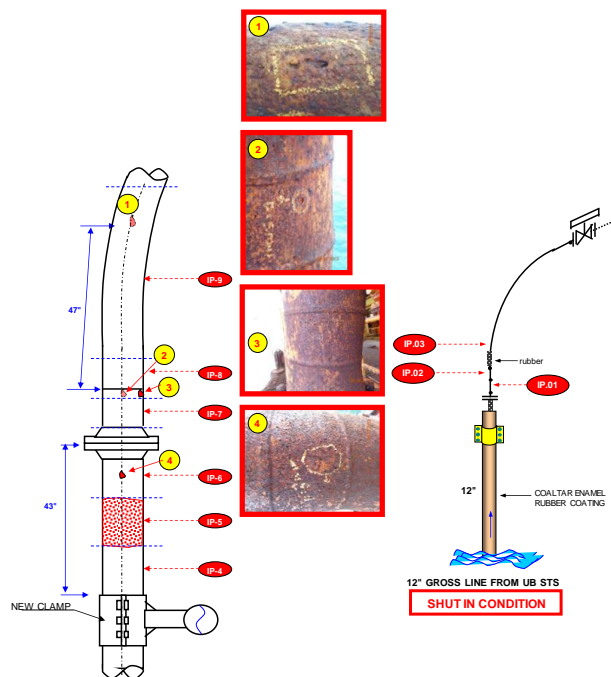




## PIPA #4 WSN-FPUP-BCHO-PL001-12-20 (lanjutan)

Riser Data																		
Riser Specifications						Operating Conditions						Other						
Outside Diameter	:	12.750	inch	Design Pressure		:	3375	Psi	Type of cathodic protection		:	Sacrificial						
Wall Thickness Nominal	:	17.50	mm	Operating Pressure		:	166	Psi	Protection Level		:	More negative -0.8 V						
Flange Rating	:	#1500		Operating Temp.		:	100	oF	Type of external coating		:	Painting						
Material	:	API 5L X65		MAWP		:	3375	Psi	Type of repair (if any)		:	-						
Schedule	:	80		Service		:	Oil											
Install Date/Year built	:	2003		Flow Rate		:	10,866	BLPD										
Wall Thickness Reading ( mm )																		
IP NO	ISO NO.	DIA ( OD )	NOM.THK/ SCHEDULE	TML	Material	SMYS	12	3	6	9	MIN. THK		Depth of Corr. (d)	Length of	Design ( PSIG )	Safe Press. ( PSIG )	NOTE	
											mm	in.						
1	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65	65000	16.80	17.10	16.98	16.58	0.653	0.036	0.000	4215	4636	Acceptable	
2	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65	65000	16.78	13.60	16.91	16.52	0.535	0.154	3.500	4215	4397	Acceptable	
3	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe bend	API 5L X65	65000	17.17	17.50	16.82	12.61	0.496	0.193	3.500	4215	4327	Acceptable	
4	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe bend	API 5L X65	65000	15.71	12.65	17.55	18.01	0.656	0.498	0.191	3.000	4215	4380	Acceptable
5	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe bend	API 5L X65	65000	11.63	15.49	16.73	16.58	0.458	0.231	3.000	4215	4316	Acceptable	
6	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65	65000	13.79	10.60	16.78	16.91	0.600	0.417	0.272	3.500	4215	4172	High Pressure & Design Factor
7	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65	65000	17.18	16.99	16.67	16.95	0.667	0.656	0.033	0.000	4215	4636	Acceptable
8	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65	65000	13.60	16.98	17.21	17.52	0.630	0.535	0.154	2.000	4215	4523	Acceptable
9	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65	65000	15.86	15.97	17.11	17.44	0.586	0.624	0.065	0.000	4215	4636	Acceptable
10	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65	65000	13.70	17.15	16.71	17.31	0.570	0.539	0.150	1.500	4215	4568	Acceptable
11	03-R-WS-FPU	12.750	17.50	N/A	pipe	API 5L X65	65000	10.60	16.63	16.83	16.67	0.600	0.417	0.272	6.000	4215	3916	High Pressure & Design Factor
Inspection Comment																		
Finding:																		
- Medium external corroded (blistering) on some location at pipe & pipe bend riser with depth of corroded 3-7 mm from nominal thickness 17.50mm																		
- Heavy corroded Bolts & Nuts																		
General Condition																		
Component															Acceptable		No t e	
															Y	N		
Ext. Coating															-	N		
Corr / Pitting															-	N		
Insulation															-	-	N/A	
Bolt															-	N		
Non Welded Joint															-	-	N/A	
Valves															Y	-		

## 5. PIPA #5 ATK-UBST-BRVP-PL046-12-25



### Findings:

External corroded :

1. Heavy ext. corroded, depth : 8 mm, size: 55 mm X 18 mm at 12 o'clock
2. Medium ext. corroded, depth : 3.5 mm, size: 18 mm X 12 mm at 12 o'clock
3. Heavy ext. corroded, depth : 5 mm, size: 5 mm X 5 mm at 3 o'clock
4. Medium ext. corroded, depth : 3.5 mm, size: 7 mm X 8 mm at 6 o'clock

### Recommendation:

1. Replaced the heavy ext corroded pipe bend (IP. 7-IP. 9) with new one
2. Repair with clock spring application method on area heavy external corroded immediately (IP.6), or Replace Partially Pipe Riser & Flange With New One
3. Sandblasting and repaint properly as per Chevron std painting procedure Painting Specification : COM - SU - 2.02 - C

Priority : HIGH

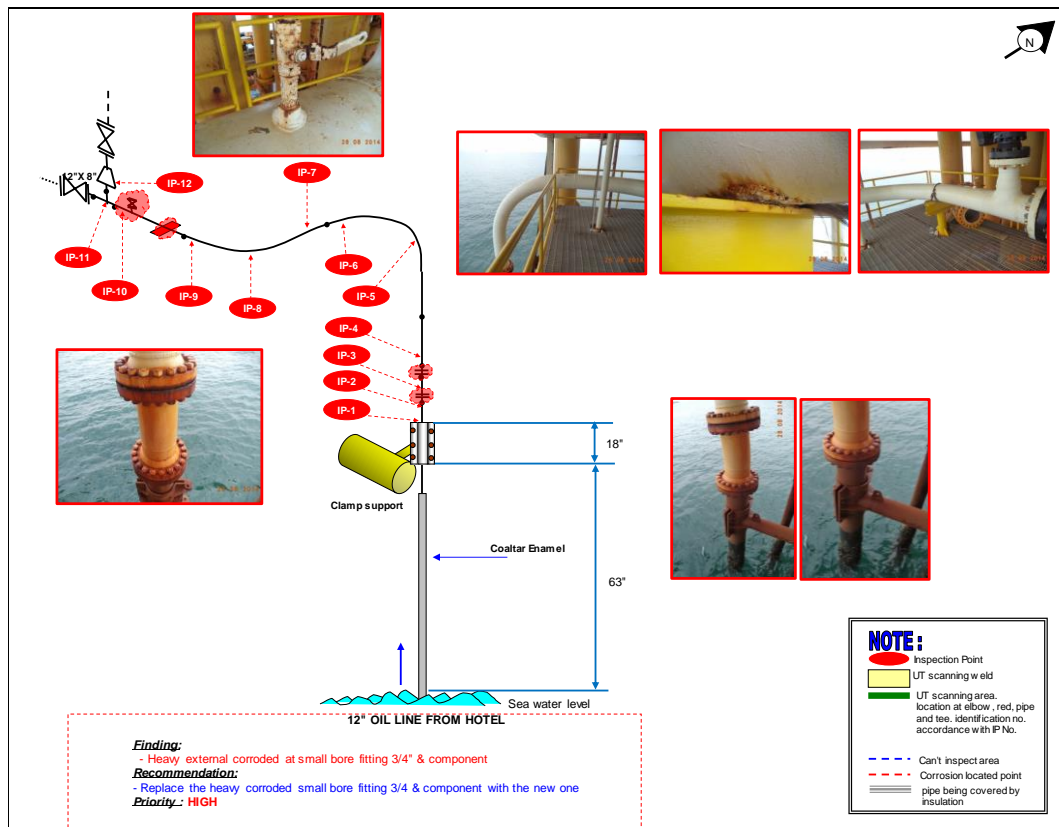




**7. PIPE #7 ATK-DLTP-CRLP-PL010-08-30**







Riser Data																
Riser Specifications					Operating Conditions					Other						
Outside Diameter	:	12.750	inch		Design Pressure	:	1440	Psi		Type of cathodic protection	:	Sacrificial				
Wall Thickness Nominal	:	12.70	mm		Operating Pressure	:	-	Psi		Protection Level	:	More negative -0.8 V				
Flange Rating	:	-			Operating Temp.	:	-	oF		Type of external coating	:	Rubber Coat				
Material	:	API 5L X52			MAWP	:	1440	Psi		Type of repair (if any)	:	-				
Schedule	:	XS			Service	:	Oil									
Install Date/Year built	:	-			Flow Rate	:	-	BLPD								

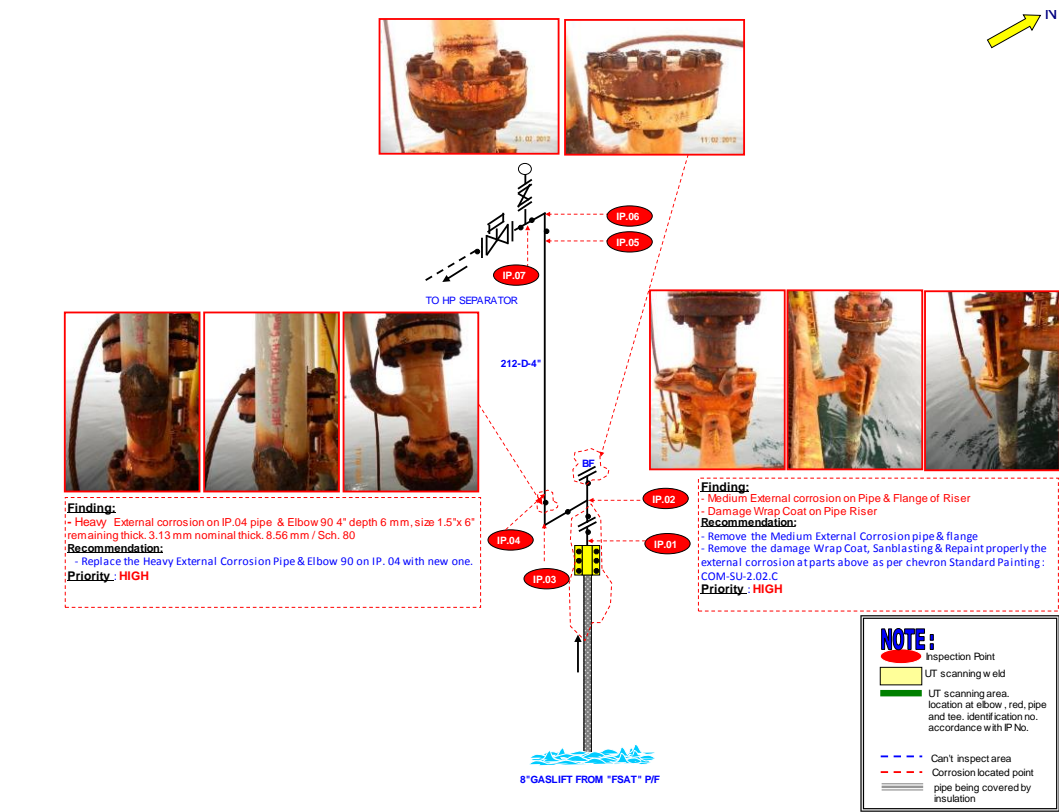
Wall Thickness Reading ( mm )																	
IP NO	ISO NO.	DIA ( OD )	NOM.THK/ SCHEDULE	TML	Material	SMYS	12	3	6	9	MIN. THK mm	Depth of Corr. (d) in.	Length of	Design ( PSIG )	Safe Press. ( PSIG )	NOTE	
1	04-RATK-D	12.750	12.7	XS	PIPE	Api 5L X52	52000	11.58	11.40	11.38	-	11.38	0.448	0.052	2,000	#NAME?	#NAME?
2	04-RATK-D	12.750	12.7	XS	PIPE	Api 5L X52	52000	13.80	13.55	13.70	-	13.55	0.533	0.000	2,000	#NAME?	#NAME?
3	04-RATK-D	12.750	12.7	XS	PIPE	Api 5L X52	52000	11.29	11.24	11.35	11.26	11.24	0.443	0.057	2,000	#NAME?	#NAME?
4	04-RATK-D	12.750	17.5	80	PIPE	Api 5L X52	52000	17.20	17.50	17.22	17.35	17.20	0.677	0.012	2,000	#NAME?	#NAME?
5	04-RATK-D	12.750	17.5	80	PIPE	Api 5L X52	52000	16.65	16.64	17.96	17.22	16.64	0.655	0.034	2,000	#NAME?	#NAME?
6	04-RATK-D	12.750	17.5	80	PIPE	Api 5L X52	52000	16.83	17.11	16.76	15.41	15.41	0.607	0.082	2,000	#NAME?	#NAME?
7	04-RATK-D	12.750	17.5	80	PIPE	Api 5L X52	52000	17.12	17.01	16.50	17.12	16.50	0.650	0.039	2,000	#NAME?	#NAME?
8	04-RATK-D	12.750	17.5	80	PIPE	Api 5L X52	52000	16.62	15.96	13.35	15.64	13.35	0.526	0.163	2,000	#NAME?	#NAME?
9	04-RATK-D	12.750	17.5	80	PIPE	Api 5L X52	52000	17.46	17.04	16.69	16.82	16.69	0.657	0.032	2,000	#NAME?	#NAME?
10	04-RATK-D	12.750	17.5	80	PIPE	Api 5L X52	52000	16.78	17.21	16.71	16.75	16.71	0.658	0.031	2,000	#NAME?	#NAME?
11	04-RATK-D	12.750	17.5	80	TEE	Api 5L X52	52000	-	19.27	20.78	19.23	19.23	0.757	-0.068	0.000	#NAME?	#NAME?
12	04-RATK-D	12.750	17.5	80	RED 12"X8"	Api 5L X52	52000	13.75	14.43	14.33	14.27	13.75	0.541	0.148	2,000	#NAME?	#NAME?

Inspection Comment				
<b>Finding:</b> - Heavy external corroded at small bore fitting 3/4" & component				
<b>Recommendation:</b> - Replace the heavy corroded small bore fitting 3/4" & component with the new one				
<b>Priority:</b> HIGH				
Other NDT Required : Y/N				
RT MPI DPT				
Photographic Log :				
Location :				
Location :				
Location :				

General Condition				
Component		Acceptable		Note
Y	N			
Ext. Coating	Y	-		
Corr / Pitting	Y	-		
Insulation	-	-		N/A
Bolt	Y	-		
Non Welded Joint	-	-		N/A
Valves	-	-		
Supports	Y	-		N/A
Penetration	-	-		N/A
Clamps	Y	-		
Disimilar Metal	-	-		N/A
Vibration	-	-		N/A
Inspection Date : August 24, 2014				
Examined by : Nuryanto/Abdul Khafid PT. Radiant Utama				
Inspected by : Mobin MI&QA / Operation Reliability dept.				

## 9. PIPE #9 ATK-HTLP-DLTP-PL024-12-10





#### Riser Data

<b>Riser Specifications</b>				<b>Operating Conditions</b>				<b>Other</b>			
Outside Diameter	:	8.625	inch	Design Pressure	:	#NAME?	Psi	Type of cathodic protection	:	Sacrificial	
Wall Thickness Nominal	:	10.30	mm	Operating Pressure	:	1070	Psi	Protection Level	:	More negative -0.7 V	
Flange Rating	:	ANSI 600		Operating Temp.	:	-	oF	Type of external coating	:	Rubber Coat	
Material	:	API SL X52		MAWP	:	1350	Psi	Type of repair (if any)	:	-	
Schedule	:	60		Service	:	Gas Lift					
Install Date/Year built	:	-		Flow Rate	:	-	MSCFD				

Wall Thickness Reading ( mm )																	
IP NO	ISO NO.	DIA (OD)	NOM. THK/ SCHEDULE	TML	Material	SMYS	12	3	6	9	MIN. THK mm	in.	Depth of Corr. (d)	Length of	Design (PSIG)	Safe Press. (PSIG)	NOTE
1	01R-ATKEB	8.625	10.30	60	TEE	API 5L X52	52000	8.62	9.31	9.22	-	8.62	0.339	0.066	6,000	#NAME?	#NAME?
2	01R-ATKEB	8.625	10.30	60	PPE	A-234-WPB	35000	14.83	10.85	11.35	-	10.85	0.427	-0.022	2,000	#NAME?	#NAME?
3	01R-ATKEB	4.500	8.56	80	ELBOW	A-234-WPB	35000	10.29	8.71	8.22	-	8.22	0.324	0.013	2,000	#NAME?	#NAME?
4	01R-ATKEB	4.500	8.56	80	PPE	API 5L X52	52000	8.64	3.13	8.74	8.38	3.13	0.123	0.214	8,000	#NAME?	#NAME?
5	01R-ATKEB	4.500	8.56	80	PPE	API 5L X52	52000	8.50	8.47	8.54	8.43	8.43	0.332	0.005	2,000	#NAME?	#NAME?
6	01R-ATKEB	4.500	8.56	80	ELBOW	A-234-WPB	35000	8.69	8.90	-	8.78	8.69	0.342	-0.005	2,000	#NAME?	#NAME?
7	01R-ATKEB	4.500	8.56	80	TEE	A-234-WPB	35000	-	10.49	10.95	10.64	10.49	0.413	-0.076	2,000	#NAME?	#NAME?

Inspection Comment	
<b>Finding:</b> - Medium External corrosion on Pipe & Flange of Riser - Damage Wrap Coat on Pipe Riser - Heavy External corrosion on IP.04 pipe & Elbow 90 4" depth 6 mm, size 1.5"x6" remaining thick 3.13 mm nominal thick 8.56 mm / Sch. 80 - Heavy External corrosion on Bolts & nuts <b>Recommendation:</b> - Remove the Medium External Corrosion pipe & flange - Remove the damage Wrap Coat, Sandblasting & Repaint properly the external corrosion at parts above as per chevron Standard Painting: COM-SU-2.02.C - Replace the Heavy External Corrosion Pipe & Elbow 90 on IP. 04 with new one. - Replace the Heavy External Corrosion Bolt & Nut with new one <b>Priority: HIGH</b>	
Other NDT Required :	Y/N
RT	MPI
DPT	

Photographic Log :	
Location :	
Location :	
Location :	

General Condition		
Component	Acceptable	Note
Ext. Coating	Y N	
Corr / Pitting	- N	
Insulation	- N	N/A
Bolt	- N	
Non Welded Joint	- N	N/A
Valves	Y -	
Supports	- -	
Penetration	- -	N/A
Clamps	Y -	
Disimilar Metal	- -	N/A
Vibration	- -	N/A
Inspection Date : February 9, 2013		
Examined by :		
Inspected by :		
MOBIN		
MI&QA / Operation Reliability dept.		

## 11. PIPE #11 ATK-EBST-FSTP-PL053-10-10

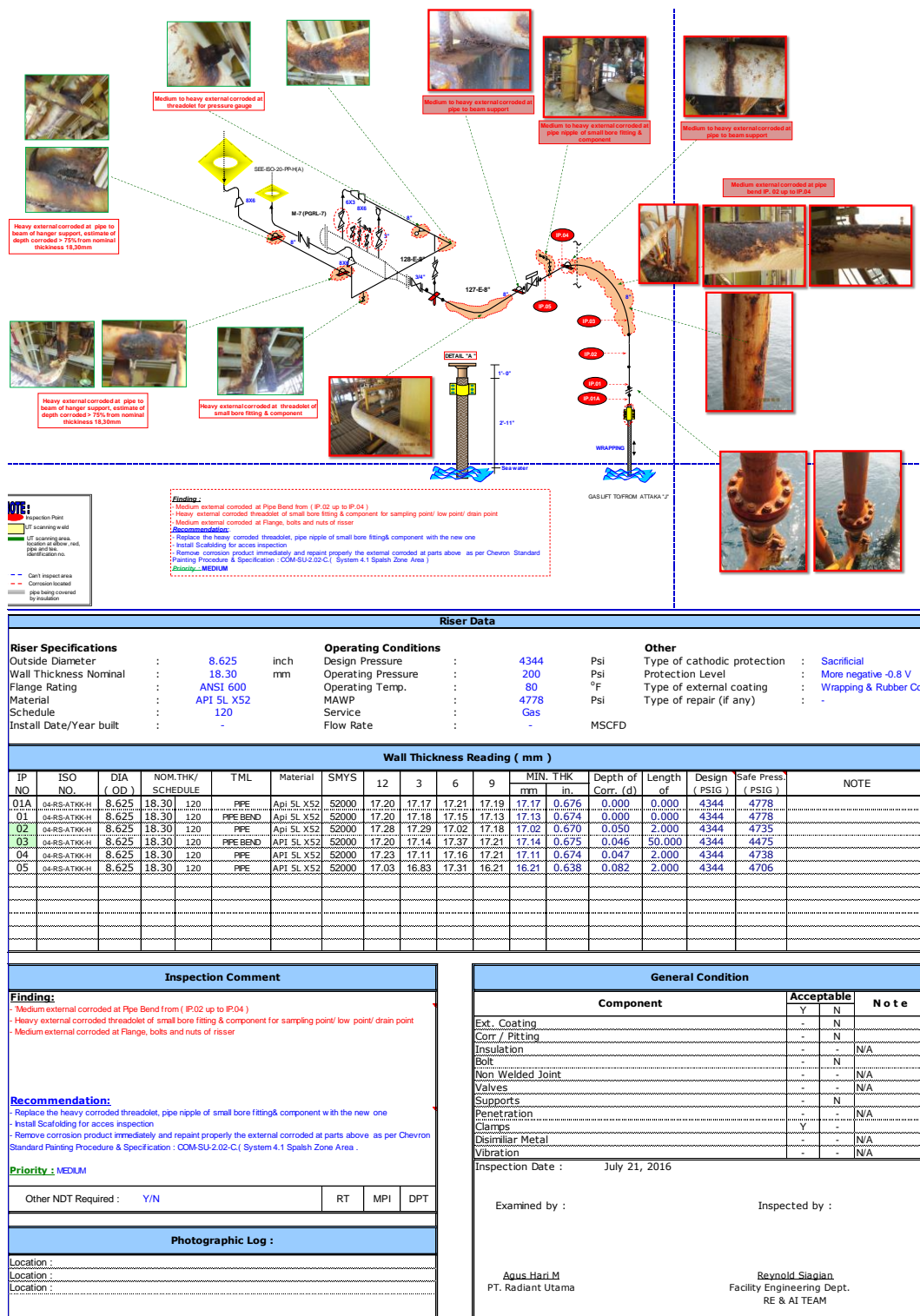




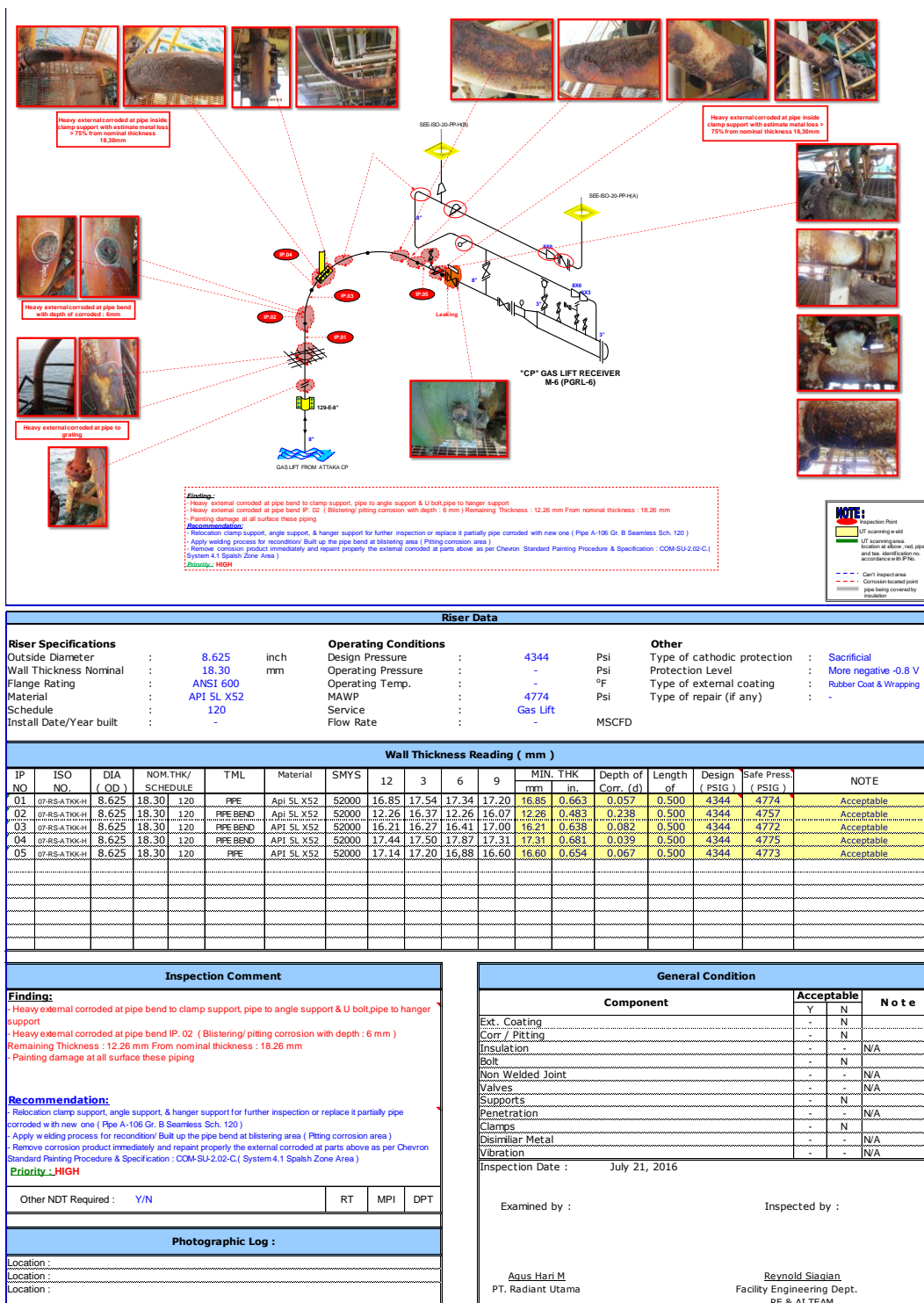






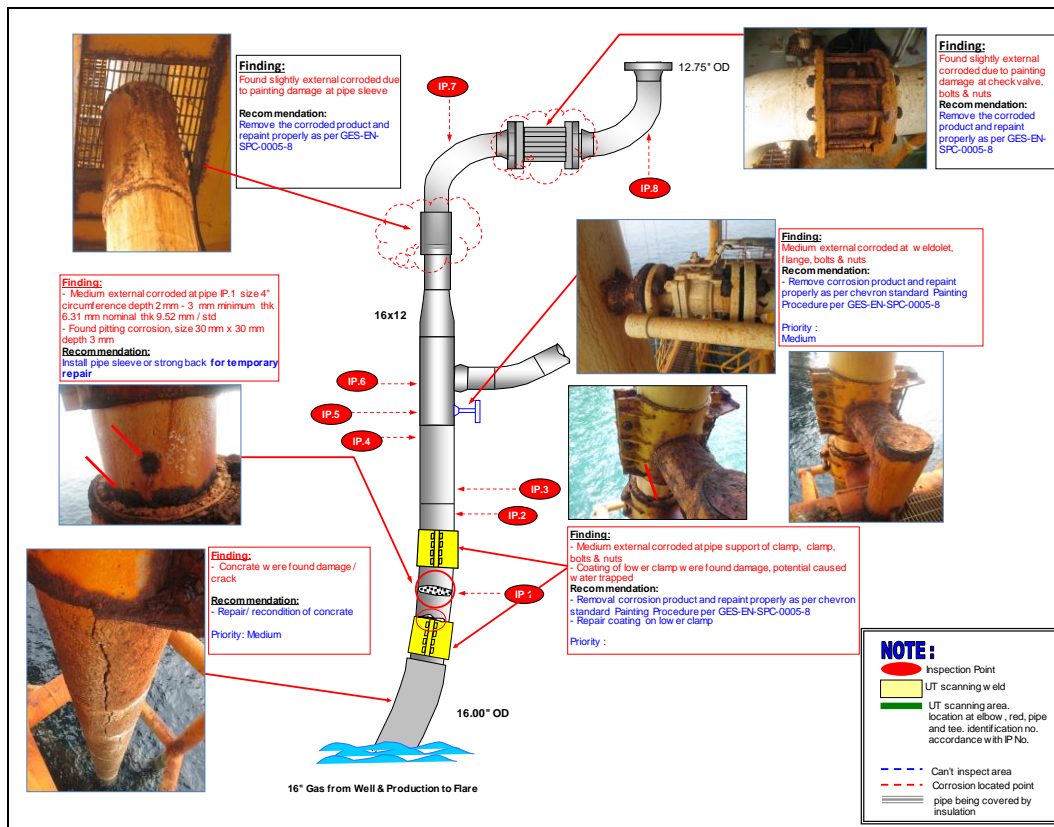


## 15. PIPE #15 ATK-COMP-HTLP-PL076-8-30



## 16. PIPE #16 NIB-MLHP-FLRE-PL055-16-10





Riser Data									
<b>Riser Specifications</b>					<b>Operating Conditions</b>				
Outside Diameter	:	16.000	inch		Design Pressure	:	1440	Psi	
Wall Thickness Nominal	:	9.52	mm		Operating Pressure	:	-	Psi	
Flange Rating	:	ANSI 600			Operating Temp.	:	-	oF	
Material	:	API 5L X52			MAWP	:	-	Psi	
Schedule	:	std			Service	:	Gas		
Install Date/Year built	:	1977			Flow Rate	:	-	MSCFD	
					<b>Other</b>				
					Type of cathodic protection	:	Sacrificial		
					Protection Level	:	More negative -0.8 V		
					Type of external coating	:	Rubber Coat		
					Type of repair (if any)	:	Clamped / ClockSpring / Strongback		

Wall Thickness Reading ( mm )																
IP NO	ISO NO.	DIA ( OD )	NOM. THK/ SCHEDULE	TML	Material	SMYS	12	3	6	9	MIN. THK mm	Depth of Corr. (d) in.	Length of	Design ( PSIG )	Safe Press. ( PSIG )	NOTE
1	03-RS-SPG-T	16.000	9.52 std	Pipe	API 5L X52	52000	6.65	6.82	6.31	7.24	6.31	0.248	0.126	4,000	#NAME?	#NAME?
2	03-RS-SPG-T	16.000	9.52 std	Pipe	API 5L X52	52000	9.94	9.02	9.34	8.97	8.97	0.353	0.022	1,000	#NAME?	#NAME?
3	03-RS-SPG-T	16.000	12.70 40	Pipe	API 5L X52	52000	12.18	11.40	11.38	11.42	11.38	0.448	0.052	1,000	#NAME?	#NAME?
4	03-RS-SPG-T	16.000	12.70 40	Pipe	API 5L X52	52000	11.00	11.00	11.34	10.57	10.57	0.416	0.084	1,000	#NAME?	#NAME?
5	03-RS-SPG-T	16.000	9.52 std	Pipe	API 5L X52	52000	9.67	9.75	9.84	10.21	9.67	0.381	0.000	1,000	#NAME?	#NAME?
6	03-RS-SPG-T	16.000	9.52 std	Pipe	API 5L X52	52000	9.41	9.34	9.46	9.48	9.34	0.368	0.007	1,000	#NAME?	#NAME?
7	03-RS-SPG-T	12.750	9.52 std	Elbow	A-234-WPB	35000	9.36	10.40	9.54	10.18	9.36	0.369	0.006	1,000	#NAME?	#NAME?
8	03-RS-SPG-T	12.750	9.52 std	Elbow	A-234-WPB	35000	9.34	9.49	9.65	9.23	9.23	0.363	0.011	1,000	#NAME?	#NAME?





Inspection Comment	
<b>Findings:</b> - Found slightly external corroded due to painting damage at check valve, bolts & nuts - Medium external corroded at pipe IP.1 size 4" circumference depth 2 mm - 3 mm minimum thk 6.31 mm nominal thk 9.52 mm / std paint good condition - were found pitting corrosion size: 30 mm x 30 mm depth 3 mm - Medium external corroded at pipe above clamp support and clamp support - Medium corroded at clamp, bolts & nuts pipe support, Concrete were found damage/ crack  <b>Recommendation:</b> - Remove the corroded product at corroded area and repaint properly as Chevron Standard Painting Procedure per GES-EN-SPC-0005-8 - Open the clamp support and concrete to future inspection at behind concrete	
Other NDT Required :	N RT MPI DPT

Photographic Log :	
Location :	
Location :	
Location :	

General Condition			
Component	Acceptable		Note
	Y	N	
Ext. Coating	Y	-	
Corr / Pitting	Y	-	
Insulation	-	-	N/A
Bolt	-	N	
Non Welded Joint	-	-	N/A
Valves	Y	-	N/A
Supports	Y	-	
Penetration	-	-	N/A
Clamps	Y	-	
Disimilar Metal	-	-	N/A
Vibration	-	-	N/A
Inspection Date : January 24, 2013			
Examined by :		Inspected by :	
Supriyadi		Tri Survanto	
PT. Radiant Utama		MI&QA / Operation Reliability dept.	

## 18. PIPE #18 YKN-BC2P-BS3P-PL035-04-20



**Finding:**  
Medium external corroded at valve, tee, flanges, blind, bolts and nuts

**Recommendation:**  
Remove corrosion product and repaint properly the external corroded at parts above as per CES Painting : COM - SU 2.02 - C

**Priority:** Medium

**Finding:**  
External corroded at weldolet/threadolet small bore and plug

**Recommendation:**  
Remove corroded product and repaint properly as per CES : COM-SU-2-02-C

**Priority:** Medium

**Finding:**  
Medium external corroded due to painting damage at welds joint and pipe

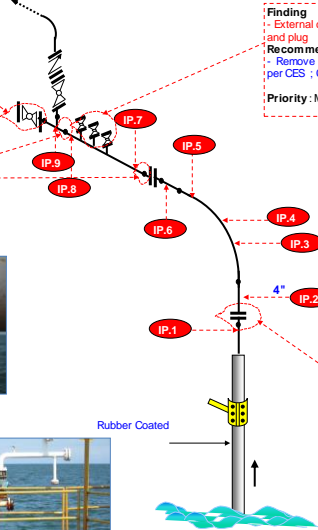
**Recommendation:**  
Remove corrosion product and repaint properly the external corroded at parts above as per CES Painting COM - SU 2.02 - C

**Priority:** medium



**Finding:**  
slight to medium external corroded at pipe flange Bolts & nuts

**Recommendation:**  
Remove corroded product and repaint properly as per CES : COM-SU-2-02-C

**Priority:** Medium




4" Gross line from BC-2

**NOTE:**

- Inspection Point
- UT scanning weld
- UT scanning area, location at elbow, red, pipe and tee, identification no. accordance with IP No.
- Can't inspect area
- Corrosion located point
- pipe being covered by insulation



Rubber Coated

Riser Data																		
Riser Specifications										Operating Conditions				Other				
Outside Diameter	:	4.500	inch	Design Pressure	:	4673	Psi	Type of cathodic protection	:	Sacrificial								
Wall Thickness Nominal	:	8.56	mm	Operating Pressure	:	120	Psi	Protection Level	:	More negative -0.8 V								
Flange Rating	:	ANSI 600		Operating Temp.	:		oF	Type of external coating	:	Rubber Coat								
Material	:	API 5L X52		MAWP	:	5004	Psi	Type of repair (if any)	:	Strong Back								
Schedule	:	80		Service	:	Oil												
Install Date/Year built	:	-		Flow Rate	:	-	BLPD											

Wall Thickness Reading ( mm )																		
IP NO	ISO NO	DIA ( OD )	NOM. THK/ SCHEDULE	TML	Material	SMYS					MIN. THK		Depth of Cor. (d)	Length of	Design ( PSIG )	Safe Press. ( PSIG )	NOTE	
							12	3	6	9	mm	in.						
1	01R-YKBS-3	4.500	8.56	80	pipe	API 5L X52	52000	8.77	8.10	8.33	7.87	7.87	0.310	0.027	~1.000	4673	5085	Acceptable
2	01R-YKBS-3	4.500	8.56	80	pipe bend	API 5L X52	52000	8.14	8.48	8.55	8.29	8.14	0.320	0.017	0.000	4673	5140	Acceptable
3	01R-YKBS-3	4.500	8.56	80	pipe bend	API 5L X52	52000	8.81	8.55	8.14	8.27	8.14	0.320	0.017	1.000	4673	5108	Acceptable
4	01R-YKBS-3	4.500	8.56	80	pipe bend	API 5L X52	52000	7.80	7.92	7.91	8.09	7.80	0.307	0.030	2.000	4673	5004	Acceptable
5	01R-YKBS-3	4.500	8.56	80	pipe bend	API 5L X52	52000	8.47	8.73	8.48	8.20	8.20	0.323	0.014	1.000	4673	5112	Acceptable
6	01R-YKBS-3	4.500	8.56	80	pipe	API 5L X52	52000	8.56	8.35	7.67	8.55	7.67	0.302	0.035	2.000	4673	4980	Acceptable
7	01R-YKBS-3	4.500	8.56	80	pipe	API 5L X52	52000	8.11	8.21	8.17	8.24	8.11	0.319	0.018	2.000	4673	5061	Acceptable
8	01R-YKBS-3	4.500	8.56	80	pipe	API 5L X52	52000	8.11	8.07	8.32	8.19	8.07	0.318	0.019	2.000	4673	5054	Acceptable
9	01R-YKBS-3	4.500	8.56	80	tee	A-234-WPB	35000	-	8.27	14.10	8.70	8.27	0.326	0.011	2.000	3145	3426	Acceptable

**Inspection Comment**

**Finding:**  
- Medium external corroded at flange tee, weld joint, bolts/ nuts and weldolet/threadolet

**Recommendation:**  
- Remove corroded product and repaint properly as per CES : COM-SU-2-02-C

**Priority:** Medium

Other NDT Required : Y/N

**General Condition**

Component	Acceptable		Note
	Y	N	
Ext. Coating	-	N	
Corr / Pitting	Y	-	
Insulation	-	-	N/A
Bolt	-	N	N/A
Non Welded Joint	-	-	N/A
Valves	Y	-	
Supports	Y	-	
Penetration	-	-	N/A
Clamps	Y	-	
Disimilar Metal	-	-	N/A
Vibration	-	-	N/A

Inspection Date : April 15, 2015

Examined by : Sutrisno S Budi  
PT. Radiant Utama

Inspected by : Tri Suryanto  
FI&QA / OR Dept.

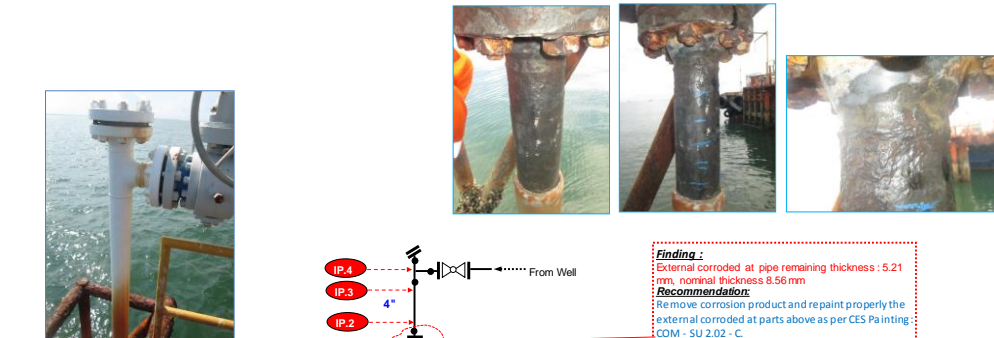
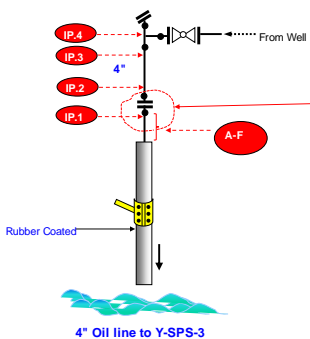
**Photographic Log :**

Location : \_\_\_\_\_

Location : \_\_\_\_\_

Location : \_\_\_\_\_

## 19. PIPE #19 YKN-BS3P-SPS3-PL036-04-20

**Finding:**  
External corroded at pipe remaining thickness : 5.21 mm, nominal thickness 8.56 mm

**Recommendation:**  
Remove corrosion product and repaint properly the external corroded at parts above as per CES Painting: COM - SU 2.02 - C

**Priority: Medium**

Rubber Coated

4" Oil line to Y-SPS-3

Riser Data									
<b>Riser Specifications</b>					<b>Operating Conditions</b>				
Outside Diameter	:	4.500	inch		Design Pressure	:	1440	Psi	
Wall Thickness Nominal	:	8.56	mm		Operating Pressure	:	200	Psi	
Flange Rating	:	ANSI 600			Operating Temp.	:		oF	
Material	:	API 5L X52			MAWP	:	4460	Psi	
Schedule	:	80			Service	:	Oil		
Install Date/Year built	:	-			Flow Rate	:	-	BLPD	
					<b>Other</b>				
					Type of cathodic protection	:	Sacrificial		
					Protection Level	:	More negative -0.8 V		
					Type of external coating	:	Rubber Coat		
					Type of repair (if any)	:	Clamped / ClockSpring / Strongback		

Wall Thickness Reading ( mm )																
IP NO	ISO NO.	DIA ( OD )	NOM.THK/ SCHEDULE	TML	Material	SMYS	12	3	6	9	MIN. THK mm in.	Depth of Corr. (d)	Length of	Design ( PSIG )	Safe Press. ( PSIG )	NOTE
1	02-R-YK-BS-3	4.500	8.56 80	pipe	Api 5L X52	52000	7.93	6.51	5.92	5.21	5.21 0.205	0.132	2.000	4673	4460	Safe Pressure < Design Pressure
2	02-R-YK-BS-3	4.500	8.56 80	pipe	Api 5L X52	52000	8.09	8.81	8.10	8.22	8.09 0.319	0.019	1.000	4673	5104	Acceptable
3	02-R-YK-BS-3	4.500	8.56 80	pipe	Api 5L X52	52000	8.30	8.70	8.44	8.30	8.30 0.327	0.010	0.000	4673	5140	Acceptable
4	02-R-YK-BS-3	4.500	8.56 80	tee	A-234WPB	35000	-	8.84	12.34	8.63	8.63 0.340	0.000	2.000	3145	3460	Acceptable
A							7.93	6.51	5.92	5.80						Note: Safe Working pressure : 1350 Psig Limited by Flange rating class #600
B							8.67	8.53	6.78	5.21						
C							8.95	8.93	8.50	8.71						
D							8.64	8.95	8.47	8.85						
E							8.80	8.68	8.54	8.64						
F							8.49	8.03	8.47	8.72						

Inspection Comment	
<b>Finding:</b>	- External corroded at weld joint, pipe remaining thickness 5.21 mm, nominal thickness 8.56 mm, size area corroded 2 inch x circum
	- External corroded at flange and bolts & nuts
<b>Recommendation:</b>	- Remove corroded product and repaint properly as per CES : COM-SU-2-02-C
<b>Priority : Medium</b>	
Other NDT Required :	Y/N
RT	MPI
DPT	

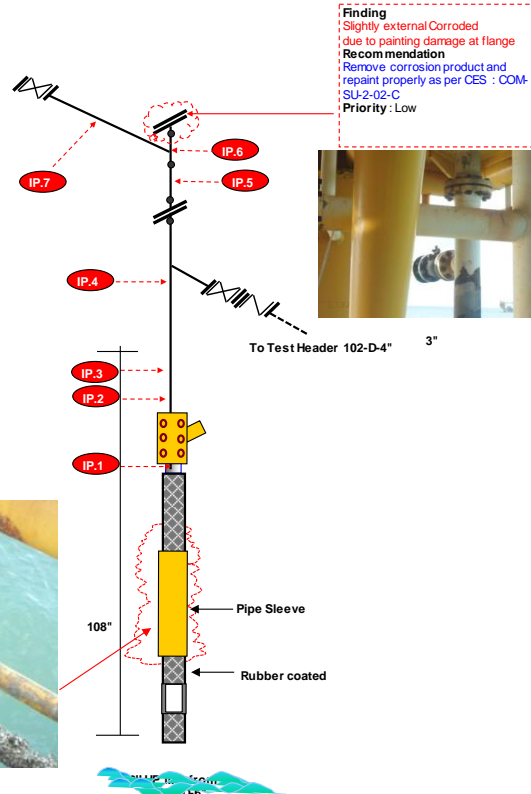
Photographic Log :	
Location :	
Location :	
Location :	

General Condition		
Component	Acceptable	
	Y	N
Ext. Coating	-	N
Corr / Pitting	Y	-
Insulation	-	-
Bolt	-	N
Non Welded Joint	-	-
Valves	-	N
Supports	Y	-
Penetration	-	-
Clamps	Y	-
Disimilar Metal	-	-
Vibration	-	-
Inspection Date : April 15, 2015		
Examined by : Sutrisno S.Budi PT. Radiant Utama		
Inspected by : Tri Suryanto MI&QA / OR Dept.		

## 20. PIPE #20 YKN-002P-004P-PL006-06-20



**Finding**  
- Heavy Corroded pip riser and sleeve at lower side  
**Recommendation**  
- Replace the heavy corroded pipe riser with new material: Pipe API 5 L X52 sch 80  
**Priority** : High



### Riser Data

Riser Specifications		Operating Conditions		Other	
Outside Diameter	: 6.625 inch	Design Pressure	: #NAME? Psi	Type of cathodic protection	: Sacrificial
Wall Thickness Nominal	: 7.11 mm	Operating Pressure	: - Psi	Protection Level	: More negative -0.8 V
Flange Rating	: ANSI 600	Operating Temp.	: -	Type of external coating	: Rubber Coat
Material	: API 5L X52	MAWP	: #NAME? Psi	Type of repair (if any)	: -
Schedule	: 40	Service	: -		
Install Date/Year built	: -	Flow Rate	: - BLPD		

### Wall Thickness Reading ( mm )

IP NO	ISO NO	DIA (OD)	NOM THK/ SCHEDULE		TML	Material	SMYS	12	3	6	9	MIN. THK mm	IN.	Depth of Cor. (d)	Length of	Design (PSIG)	Safe Press. (PSIG)	NOTE
1	DIR-YK-4	6.625			ppe													No Access
2	DIR-YK-4	6.625			Pipe													No Access
3	DIR-YK-4	6.625			ppe													No Access
4	DIR-YK-4	6.625			ppe													No Access
5	DIR-YK-4	6.625	7.11	40	ppe	API 5L X52	52000	7.47	7.49	6.80	7.46	6.80	0.268	0.012	2.000	#NAME?	#NAME?	#NAME?
6	DIR-YK-4	6.625	10.97	80	tee	A-234 WPB	35000	11.95	11.31	14.14	11.31	0.445	-0.013	2.000	#NAME?	#NAME?	#NAME?	
7	DIR-YK-4	6.625	7.11	40	ppe	API 5L X52	52000	7.04	7.45	6.67	7.20	6.67	0.263	0.000	2.000	#NAME?	#NAME?	#NAME?

### Inspection Comment

<b>Finding:</b> - Heavy external corroded at Pipe riser and Pipe sleeve
<b>Recommendation:</b> - Replace Pipe riser with new material : Pipe Riser 6" API 5L X52 sch 80
<b>Priority</b> : High
Other NDT Required : Y/N
RT MPI DPT

### Photographic Log :

Location :
Location :
Location :

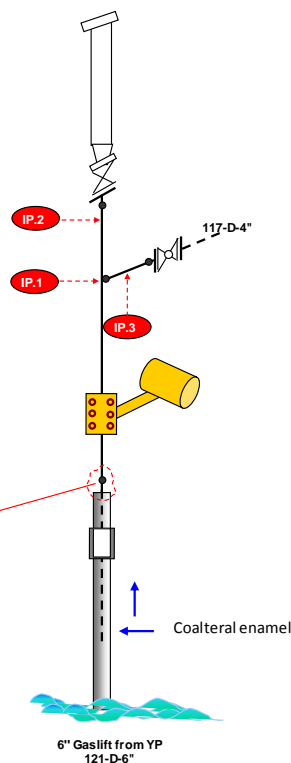
### General Condition

Component	Acceptable		Note
	Y	N	
Ext. Coating	-	N	
Corr / Pitting	-	N	
Insulation	-	-	N/A
Bolt	-	N	
Non Welded Joint	-	-	N/A
Valves	-	N	N/A
Supports	-	N	
Penetration	-	-	N/A
Clamps	-	N	
Disimilar Metal	-	-	N/A
Vibration	-	-	N/A
Inspection Date : May 17, 2014			
Examined by :		Inspected by :	
Sutrisno s.budi		Tri Suryanta	
PT. Radian Utama		FI&QA / OR Dept.	





**Priority: High**

102

## 22. PIPE #22 SPG-RJHP-SRAP-PL039-12-10

